

## ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕЛЮ ПОДКЛЮЧЕНИЯ НОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА

Ткачева У.А., Голузова И.В.

Научный руководитель: ст. пр. Киселева А.И.

Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Смоленске

### Аннотация

Работа посвящена изучению влияния новых потребителей на существующую тепловую сеть. Были кратко изучены различные варианты возможности экономии тепловой энергии: при производстве, при транспорте, при потреблении. Рассмотрены гидравлический и тепловой расчеты до подключения нового потребителя и после его присоединения. Приведены основные варианты повышения резервов мощности.

Выполнен гидравлический и тепловой расчеты девятнадцати участков тепловой сети, а также пересчет тепловых потерь, выявление резервов мощности с помощью изменения диаметра трубопровода, замены тепловой изоляции на новую, подбор пластинчатых теплообменников для ЦТП, их сравнение по количеству пластин до и после присоединения нового абонента и стоимости. По результатам проделанной работы выявлены подходящие для данной сети методы повышения резервов мощности.

**Ключевые слова:** теплоснабжение, тепловые сети, резервы мощности, тепловые потери, экономия тепловой энергии.

## OPTIMIZATION OF THE HEATING SYSTEM FOR THE PURPOSE OF CONNECTING NEW HEAT CONSUMERS

Ulyana Tkacheva, Irina Goluzova

Supervisor: Senior Lecturer Alexandra Kiseleva

Branch of the National Research University Moscow Power Engineering Institute in Smolensk, Smolensk

### Abstract

This work is devoted to studying the impact of new consumers on the existing heating network. Various options for saving thermal energy were briefly examined: during production, transportation, and consumption. Hydraulic and thermal calculations were considered before and after connecting a new consumer. The main options for increasing power reserves are presented.

Hydraulic and thermal calculations were performed for nineteen sections of the heating network, as well as a recalculation of heat losses, identification of power reserves through changes in pipeline diameter, replacement of thermal insulation with new insulation, and selection of plate heat exchangers for the central heating points (CHPs), comparing the number of plates before and after connecting the new consumer and the cost. As a result of the work carried out, suitable methods for increasing power reserves in this network were identified.

**Keywords:** heat supply, thermal networks, capacity reserves, heat losses, energy savings.

### Введение

Темп модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей (ТС) согласно [1, 2] значительно отстает от темпа застройки городов, что приводит к необходимости выявления резервных мощностей и увеличению пропускной способности существующих теплотрасс [3]. Из-за экономической нестабильности и высоких затрат на



топливо особую важность имеет повышение эффективности работы системы теплоснабжения для того, чтобы иметь возможность подключать новых потребителей без ущерба качества и стабильности [4]. При этом тепловые сети страны имеют высокую степень износа и находятся в эксплуатации выше рекомендуемых сроков, тем самым снижая надежность всей системы теплоснабжения и ограничивая возможность подключения новых потребителей. Вышеперечисленные положения приводят к необходимости анализа вариантов высвобождения тепловой мощности в уже существующей их тепловых сетях с целью подключения новых абонентов без изменения конфигурации сети [5].

Цель научной работы состоит в выявлении влияния подключения новых потребителей на изменение характеристик тепловых сети, а также изучении различных способов оптимизации тепловых сетей и методов экономии тепловой энергии.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ существующей системы теплоснабжения на примере теплоснабжения района от ЦТП;
- расчет основных параметров оборудования и сетей с подключенным новым абонента;
- оценка методов повышения резервов мощности и выбор наиболее подходящего для объекта исследования.

### Анализ изменения ТС с подключением новых потребителей

Резервы мощности можно увеличить за счет выполнения следующих мероприятий:

- регулирование гидравлического режима;
- уменьшение тепловых потерь через изоляцию;
- замена оборудования на ЦТП.

Объектом исследования является центральный тепловой пункт №110, представленный на рис. 1.

Список абонентов подключения тепловой нагрузки представлен в табл. 1.

Объект исследования располагается в г. Смоленске со следующими исходными данными, представленными в табл. 2. В перспективе для подключения к данному ЦТП есть 1 абонент, нагрузка которого представлена в табл. 3.

Проведем оценку изменения тепловых и гидравлических характеристик участков тепловой сети от ЦТП-110.

Обозначим на схеме: через узел 1 подключены потребители № 1,2 и через узел 2 – потребители № 3, 4. Это выполнено для того, чтобы проанализировать, зависит ли изменение гидравлических характеристик и тепловых потерь от конфигурации сети в точке присоединения.

Таблица 1

#### Тепловая нагрузка на отопление абонентов ЦТП-110

№ объекта	Расход тепла на отопление $Q$ , Гкал/ч.
1	0,122
2	0,037
3	0,145
5	0,597
6	0,139
7	0,087
8	0,06
9	0,043
10	0,018
11	0,043

Таблица 2

#### Исходные данные г. Смоленск

$t_{HO}$	$t_{HB}$	$t_{cp.o}$	$n_0$
-23	-25	-1,4	206

Таблица 3

#### Нагрузка на отопление нового абонента

№ объекта	Расход тепла на отопление $Q$ , Гкал/ч.
4	0,141





**Рис.1. Схема ЦТП №110 [2]**

4. Определяем коэффициент гидравлического трения.

Поскольку режим течения турбулентный, то воспользуемся формулой:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{\Delta}{d_{ст}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}.$$

5. Определяем удельные линейные потери:

$$\Delta h_{тр} = \lambda \cdot \frac{\omega^2 \cdot l}{2 \cdot d_{ст}}.$$

6. Определяем потери давления в местных сопротивлениях:

$$\Delta h_{м} = \sum \xi \cdot \frac{\omega^2}{2g},$$

где  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке.

7. Определяем общие потери давления в трубопроводе:

$$\Delta h = \Delta h_{л} + \Delta h_{м}.$$

**Гидравлический расчет ТС без учета подключения нового абонента**

Выполним гидравлический расчет без учета новых потребителей и с учетом их подключения.

1. Определяем максимальные расходы воды на участке 4.

Из формулы количества теплоты  $Q^{изл} = G \cdot c \cdot \Delta t$  выразим расход и определим его на всех участках:

$$\Delta t = 70 - 42,38 = 27,62 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$G_{№2} = \frac{43,031}{4,2 \cdot 27,62} = 0,371 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{№3} = \frac{168,635}{4,2 \cdot 27,62} = 1,454 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{№10} = \frac{20,934}{4,2 \cdot 27,62} = 0,180 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{№11} = \frac{50,009}{4,2 \cdot 27,62} = 0,431 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Тогда

$$G_4 = G_{№2} + G_{№3} + G_{№10} + G_{№11} = 0,371 + 1,454 + 0,180 + 0,431 = 2,436 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

2. Определяем действительную скорость движения теплоносителя:

$$\omega_4 = \frac{4 \cdot 2,436}{3,14 \cdot 985,07 \cdot 0,100^2} = 0,315 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

3. Определяем режим течения воды:

$$v = 0,508 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Re_4 = \frac{0,315 \cdot 0,100}{0,508 \cdot 10^{-6}} = 62017.$$



4. Определяем коэффициент гидравлического трения.

Поскольку режим течения турбулентный, то воспользуемся формулой:

$$\lambda_4 = 0,11 \cdot \left( \frac{0,01}{0,100} + \frac{68}{62017} \right)^{0,25} = 0,0205.$$

5. Определяем удельные линейные потери:

$$\Delta h_{\text{тр}} = 0,0205 \cdot \frac{0,315^2 \cdot 28}{2 \cdot 0,100} = 0,029 \text{ м.}$$

Определяем потери давления в местных сопротивлениях. В табл. 4 представлены все местные сопротивления на участках, откуда  $\Sigma \xi = 5,1$ .

Таблица 4

#### Местные сопротивления на участках

№ участка	Параллельная задвижка, $\xi = 0,4$	Тройники, $\xi = 0,5$	Повороты на 90°, $\xi = 1,3$	Повороты на 45°, $\xi = 0,3$	Повороты на 120°, $\xi = 2,5$	П-образные компенсаторы $\xi = 2,5$	Сужение
1	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
2	2×0,4	-	-	-	-	-	-
3	2×0,4	-	3×1,3	-	-	-	-
4	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	1×2,5	-	-
5	2×0,4	-	-	-	-	-	-
6	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	-	-	-
7	2×0,4	-	1×1,3	1×0,3	-	-	1×0,3
8	2×0,4	-	-	1×0,3	-	-	-
9	2×0,4	-	-	-	-	1×2,5	-
10	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
11	2×0,4	-	-	-	2×2,5	-	-
12	2×0,4	-	-	-	-	-	-
13	2×0,4	-	-	-	-	-	-
14	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	-	-	-
15	2×0,4	-	-	-	-	-	-
16	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
17	2×0,4	1×0,5	5×1,3	-	-	-	-
18	2×0,4	-	-	-	-	-	-
19	2×0,4	-	2×1,3	-	-	-	-

Тогда

$$\Delta h_{\text{м}} = 5,1 \cdot \frac{0,315^2}{2 \cdot 9,81} = 0,026 \text{ м.}$$

7. Определяем общие потери давления в трубопроводе.

$$\Delta H = 0,029 + 0,026 = 0,055 \text{ м.}$$

Аналогичным образом проводим расчет для остальных участков закрытой водяной тепловой сети. Результаты расчета приведены в табл. 5.



Таблица 5

## Результаты гидравлического расчета водяной тепловой сети

№ участка	$G$ , кг/с	$l$ , м	$d$ , м	$\omega$ , м/с	Re	$\lambda$	$\Delta H_{л, м}$	$\Sigma \xi$	$\Delta H_{м, м}$	$\Delta H$ , м вод.ст.
1	3,489	48	0,051	1,735	174147	0,0171	2,471	2,1	0,322	2,793
2	1,223	28	0,051	0,608	61051	0,0209	0,217	0,8	0,015	0,232
3	1,394	34	0,051	0,693	69559	0,0204	0,332	4,7	0,115	0,447
4	2,436	28	0,1	0,315	62017	0,0205	0,029	5,1	0,026	0,055
5	0,371	25	0,051	0,184	18516	0,0274	0,023	0,8	0,001	0,025
6	2,065	56	0,1	0,267	52574	0,0213	0,043	2,6	0,009	0,053
7	1,454	67	0,1	0,188	37006	0,0231	0,028	2,7	0,005	0,033
8	1,454	6	0,051	0,723	72561	0,0202	0,063	3,3	0,088	0,151
11	0,872	63	0,07	0,230	31720	0,0241	0,058	5,8	0,016	0,074
12	0,872	19	0,051	0,434	43537	0,0225	0,080	0,8	0,008	0,088
13	0,431	20	0,07	0,114	15677	0,0285	0,005	0,8	0,001	0,006
14	0,612	43	0,051	0,304	30526	0,0244	0,097	2,6	0,012	0,109
15	0,180	6	0,051	0,090	9008	0,0326	0,002	0,8	0,000	0,002
16	0,431	42	0,051	0,214	21518	0,0265	0,051	2,1	0,005	0,056
17	6,587	88	0,082	1,267	204483	0,0161	1,410	7,8	0,638	2,048
18	0,602	12	0,051	0,299	30025	0,0245	0,026	0,8	0,004	0,030
19	5,985	87	0,082	1,151	185809	0,0163	1,171	3,4	0,230	1,401

## Гидравлический расчет ТС с учетом подключения нового абонента

1. Определяем максимальные расходы воды на участке 4.

Из формулы количества теплоты  $Q^{изл} = G \cdot c \cdot \Delta t$  выразим расход и определим его на всех участках:

$$\Delta t = 70 - 42,38 = 27,62 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$G_{\text{№2}} = \frac{43,031}{4,2 \cdot 27,62} = 0,371 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{№3}} = \frac{168,635}{4,2 \cdot 27,62} = 1,454 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{№4}} = \frac{163,983}{4,2 \cdot 27,62} = 1,414 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{№10}} = \frac{20,934}{4,2 \cdot 27,62} = 0,180 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{№11}} = \frac{50,009}{4,2 \cdot 27,62} = 0,431 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

2. Определяем действительную скорость движения теплоносителя:

$$\omega_4 = \frac{4 \cdot 3,849}{3,14 \cdot 985,07 \cdot 0,100^2} = 0,498 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

3. Определяем режим течения воды:

$$v = 0,508 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Re_4 = \frac{0,498 \cdot 0,100}{0,508 \cdot 10^{-6}} = 98003.$$



4. Определяем коэффициент гидравлического трения. Поскольку режим течения турбулентный, то воспользуемся формулой:

$$\lambda_4 = 0,11 \cdot \left( \frac{0,01}{0,100} + \frac{68}{98003} \right)^{0,25} = 0,0185.$$

5. Определяем удельные линейные потери.

$$\Delta h_{\text{тр}} = 0,0205 \cdot \frac{0,498^2 \cdot 28}{2 \cdot 0,100} = 0,065 \text{ м.}$$

6. Определяем потери давления в местных сопротивлениях. В табл. 6 представлены все местные сопротивления на участках.

Таблица 6

**Местные сопротивления на участках**

№ участка	Параллельная задвижка, $\xi = 0,4$	Тройники, $\xi = 0,5$	Повороты на 90°, $\xi = 1,3$	Повороты на 45°, $\xi = 0,3$	Повороты на 120°, $\xi = 2,5$	П - образные компенсаторы $\xi = 2,5$	Сужение
1	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
2	2×0,4	-	-	-	-	-	-
3	2×0,4	-	3×1,3	-	-	-	-
4	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	1×2,5	-	-
5	2×0,4	-	-	-	-	-	-
6	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	-	-	-
7	2×0,4	1×0,5	2×1,3	1×0,3	-	-	1×0,3
8	2×0,4	-	-	1×0,3	-	-	-
9	2×0,4	-	-	-	-	1×2,5	-
10	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
11	2×0,4	-	-	-	2×2,5	-	-
12	2×0,4	-	-	-	-	-	-
13	2×0,4	-	-	-	-	-	-
14	2×0,4	1×0,5	1×1,3	-	-	-	-
15	2×0,4	-	-	-	-	-	-
16	2×0,4	-	1×1,3	-	-	-	-
17	2×0,4	1×0,5	5×1,3	-	-	-	-
18	2×0,4	-	-	-	-	-	-
19	2×0,4	-	2×1,3	-	-	-	-

Тогда

$$\Delta h_{\text{м}} = 5,1 * \frac{0,498^2}{2 * 9,81} = 0,064 \text{ м.}$$

7. Определяем общие потери давления в трубопроводе:

$$\Delta H = 0,065 + 0,064 = 0,130 \text{ м.}$$

Аналогичным образом проводим расчет для остальных участков закрытой водяной тепловой сети. Результаты расчета приведены в табл. 7.



Таблица 7

## Результаты гидравлического расчета водяной тепловой сети

№ уч-ка	$G$ , кг/с	$l$ , м	$d$ , м	$\omega$ , м/с	Re	$\lambda$	$\Delta H_L$ , м	$\Sigma \xi$	$\Delta H_M$ , м	$\Delta H$ , м вод.ст.
1	3,489	48	0,051	1,735	174147	0,0171	2,471	2,1	0,322	2,793
2	1,223	28	0,051	0,608	61051	0,0209	0,217	0,8	0,015	0,232
3	1,394	34	0,051	0,693	69559	0,0204	0,332	4,7	0,115	0,447
4	3,849	28	0,1	0,498	98003	0,0185	0,065	5,1	0,064	0,130
5	0,371	25	0,051	0,184	18516	0,0274	0,023	0,8	0,001	0,025
6	3,479	56	0,1	0,450	88560	0,0189	0,109	2,6	0,027	0,136
7	2,867	67	0,1	0,371	72992	0,0197	0,093	4,5	0,032	0,124
8	1,454	6	0,051	0,723	72561	0,0202	0,063	3,3	0,088	0,151
9	1,414	150	0,1	0,183	35985	0,0232	0,059	3,3	0,006	0,065
10	1,414	34	0,07	0,373	51408	0,0215	0,074	2,1	0,015	0,089
11	0,872	63	0,07	0,230	31720	0,0241	0,058	5,8	0,016	0,074
12	0,872	19	0,051	0,434	43537	0,0225	0,080	0,8	0,008	0,088
13	0,431	20	0,07	0,114	15677	0,0285	0,005	0,8	0,001	0,006
14	0,612	43	0,051	0,304	30526	0,0244	0,097	2,6	0,012	0,109
15	0,180	6	0,051	0,090	9008	0,0326	0,002	0,8	0,000	0,002
16	0,431	42	0,051	0,214	21518	0,0265	0,051	2,1	0,005	0,056
17	6,587	88	0,082	1,267	204483	0,0161	1,410	7,8	0,638	2,048
18	0,602	12	0,051	0,299	30025	0,0245	0,026	0,8	0,004	0,030
19	5,985	87	0,082	1,151	185809	0,0163	1,171	3,4	0,230	1,401

## Расчет тепловых потерь через изоляцию в водяной ТС

В Российской Федерации наиболее распространенной со времен введения централизованного теплоснабжения является минеральная вата, которая не обладает достаточной эффективностью. Она имеет наибольшие потери, так как в процессе эксплуатации теплопроводность увеличивается в среднем в 0,5 раз за 3 года из-за неизбежности проникновения влаги. Это, в свою очередь, приводит к дисбалансу тепловой сети.

Изоляция на рассматриваемом участке является изношенной на 75%. Для расчета приняты:

- тип изоляции: МАты из минеральной ваты прошивные, 125 кг/м<sup>3</sup>;
- тип прокладки тепловой сети: Бесканальная.

Тепловые потери определяются по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из} \cdot l \cdot \Delta t}{\ln \frac{d_{из}}{d_H}}, \text{ Вт,}$$

где  $\lambda_{из}$  – коэффициент теплопроводности изоляционного материала, Вт/(м °С). Определяем по формуле:  $\lambda_{из} = 0,0038 + 0,0002 \cdot t_m$ , где  $t_m$  – средняя температура теплоизоляционного слоя, °С:

$$t_m = \frac{t_B + 40}{2},$$

теплоизоляционные материалы из МВ:  $\lambda_{из}^I = 0,0173$  Вт/м °С;  $\lambda_{из}^0 = 0,0148$  Вт/м °С;  $l$  – длина участка, м;  $\Delta t = t_1 - t_{o,c}$  – перепад температур в обратном и подающем трубопроводе, °С;  $d_H$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $d_{из}$  – диаметр изолированного трубопровода, м.



Проведем расчет тепловых потерь в подающем и обратном трубопроводе для первого участка тепловой сети.

Подающий трубопровод:

$$d_{из} = d_n + 2 \cdot \delta_{из} = 0,057 + 2 \cdot 0,003 = 0,062 \text{ м};$$

$$\Delta t = 95 - (-1,4) = 96,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_{п1} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0173 \cdot 48 \cdot 96,4}{\ln \frac{0,062}{0,057}} = 5978,82 \text{ Вт.}$$

Обратный трубопровод:

$$d_{из} = d_n + 2 \cdot \delta_{из} = 0,057 + 2 \cdot 0,003 = 0,062 \text{ м};$$

$$\Delta t = 70 - (-1,4) = 71,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_{о1} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0148 \cdot 48 \cdot 71,4}{\ln \frac{0,062}{0,057}} = 3788,37 \text{ Вт.}$$

Аналогичным образом производим определение тепловых потерь через тепловую изоляцию для остальных участков тепловой сети. Результаты расчета представлены в табл. 8.

Таблица 8

**Результат определения тепловых потерь через тепловую изоляцию**

№ уч-ка	l, м	d <sub>н</sub> , м	d <sub>из</sub> <sup>п</sup> , м	d <sub>из</sub> <sup>о</sup> , м	Q <sub>п1</sub> , Вт	Q <sub>о1</sub> , Вт
1	48	0,057	0,062	0,062	5978,82	3788,37
2	28	0,057	0,062	0,062	3487,64	2209,88
3	34	0,057	0,062	0,062	4234,99	2683,43
4	28	0,108	0,114	0,114	5423,84	3436,72
5	25	0,057	0,062	0,062	3113,97	1973,11
6	56	0,108	0,114	0,114	10847,68	6873,43
7	67	0,108	0,114	0,114	12978,47	8223,57
8	6	0,057	0,062	0,062	747,35	473,55
11	63	0,076	0,081	0,081	29056,28	18410,97
12	19	0,057	0,062	0,062	5588,75	3541,21
13	20	0,076	0,081	0,081	10355,62	6561,65
14	43	0,057	0,062	0,062	2366,61	1499,56
15	6	0,057	0,062	0,062	3287,50	2083,06
17	42	0,057	0,062	0,062	5356,02	3393,75
18	88	0,089	0,097	0,097	747,35	473,55
19	12	0,057	0,062	0,062	5231,46	3314,82

**Повышение резервов мощности с помощью изменения тепловой изоляции**

Для определения возможных резервов мощности тепловой сети проведем мероприятие по снижению тепловых потерь, а именно замена старой изоляции на новую. Выполним пересчет тепловых потерь на участках.

Подающий трубопровод:

$$d_{из} = d_n + 2 \cdot \delta_{из} = 0,057 + 2 \cdot 0,010 = 0,077 \text{ м};$$



$$\Delta t = 95 - (-1,4) = 96,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_{П2} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0173 \cdot 48 \cdot 96,4}{\ln \frac{0,077}{0,057}} = 1671,52 \text{ Вт.}$$

Обратный трубопровод:

$$d_{из} = d_n + 2 \cdot \delta_{из} = 0,057 + 2 \cdot 0,010 = 0,077 \text{ м};$$

$$\Delta t = 70 - (-1,4) = 71,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_{O2} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0148 \cdot 48 \cdot 71,4}{\ln \frac{0,077}{0,057}} = 1059,13 \text{ Вт.}$$

Определяем экономию тепла при новой изоляции:

$$\Delta Q_{П} = Q_{П1} - Q_{П2} = 5978,82 - 1671,52 = 4307,30 \text{ Вт};$$

$$\Delta Q_{O} = Q_{O1} - Q_{O2} = 3788,37 - 1059,13 = 2729,24 \text{ Вт.}$$

Аналогичным образом производим определение тепловых потерь через новую тепловую изоляцию и определение экономии тепла для остальных участков тепловой сети. Результаты расчета представлены в табл. 9.

Таблица 9

**Результат определения тепловых потерь через новую тепловую изоляцию и определения экономии тепла**

№ Уч-ка	l, м	d <sub>н</sub> , м	d <sub>из</sub> <sup>П</sup> , м	d <sub>из</sub> <sup>О</sup> , м	Q <sub>П1</sub> , Вт	Q <sub>O1</sub> , Вт	Q <sub>П2</sub> , Вт	Q <sub>O2</sub> , Вт	ΔQ <sub>П</sub> , Вт	ΔQ <sub>O</sub> , Вт
1	48	0,057	0,077	0,077	5978,82	3788,37	1671,52	1059,13	4307,29	2729,24
2	28	0,057	0,077	0,077	3487,64	2209,88	975,06	617,83	2512,59	1592,05
3	34	0,057	0,077	0,077	4234,99	2683,43	1184,00	750,22	3051,00	1933,21
4	28	0,108	0,132	0,132	5423,84	3436,72	1461,36	925,96	3962,48	2510,75
5	25	0,057	0,077	0,077	3113,97	1973,11	870,58	551,63	2243,38	1421,48
6	56	0,108	0,132	0,132	10847,68	6873,43	2922,72	1851,93	7924,96	5021,50
7	67	0,108	0,132	0,132	12978,47	8223,57	3496,82	2215,70	9481,65	6007,87
8	6	0,057	0,077	0,077	747,35	473,55	208,94	132,39	538,41	341,15
11	63	0,076	0,096	0,096	29056,28	18410,97	7828,71	4960,52	21227,57	13450,46
12	19	0,057	0,077	0,077	5588,75	3541,21	1524,27	965,82	4064,48	2575,38
13	20	0,076	0,096	0,096	10355,62	6561,65	2824,38	1789,62	7531,24	4772,03
14	43	0,057	0,077	0,077	2366,61	1499,56	661,64	419,24	1704,97	1080,32
15	6	0,057	0,077	0,077	3287,50	2083,06	896,63	568,13	2390,87	1514,93
16	42	0,057	0,077	0,077	5356,02	3393,75	1497,41	948,80	3858,62	2444,94
17	88	0,089	0,119	0,119	747,35	473,55	208,94	132,39	538,41	341,15
18	12	0,057	0,077	0,077	5231,46	3314,82	1462,58	926,74	3768,88	2388,08
19	87	0,089	0,119	0,119	11391,51	7218,02	3172,77	2010,37	8218,74	5207,65

Определим общее количество тепла сэкономленное на подающем и обратном трубопроводе при замене теплоизоляции без изменения конфигурации сети:

$$\sum Q_{Пэк} = 71235,66 \text{ Вт};$$

$$\sum Q_{Oэк} = 45137,16 \text{ Вт.}$$



Улучшение тепловой изоляции позволяет обеспечить более 70% от требуемой договорной нагрузки нового абонента. Однако из-за того, что договорная нагрузка рассчитана на  $t_{HO}$ , а фактическая температура в отопительный период редко достигает таких значений, значит можно сделать вывод, что за счет обновления тепловой изоляции возникает резерв мощности способный обеспечить нового потребителя.

### Повышение резервов мощности с помощью увеличения диаметров

Для увеличения резерва мощности можно увеличить диаметр для повышения пропускной способности.

Увеличим диаметры на участках 4, 6 и 17 и пересчитаем скорость теплоносителя. Задаемся новым диаметром:

$$d_{4 \text{ нов}} = 0,150 \text{ м.}$$

Пересчитываем скорость:

$$\omega_{4 \text{ нов}} = \frac{4 \cdot 3,849}{3,14 \cdot 985,07 \cdot 0,150^2} = 1,267 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для остальных участков перерасчет представлен в табл. 10.

Таблица 10

### Пересчет скорости участков 4,6 и 17 с увеличенными диаметрами

№ уч-ка	G, кг/с	d, м	$\omega$ , м/с
4	2,436	0,15	0,140
6	2,065	0,15	0,119
17	6,587	0,125	0,545

В данном случае увеличение диаметров не является достаточно эффективным.

### Повышение резервов мощности с помощью изменения оборудования на ЦТП

При исследовании было выбрано по 5 теплообменников для каждого случая: до и после подключения нового абонента. Проведем их сравнительную характеристику. Список теплообменников представлен в табл. 11.

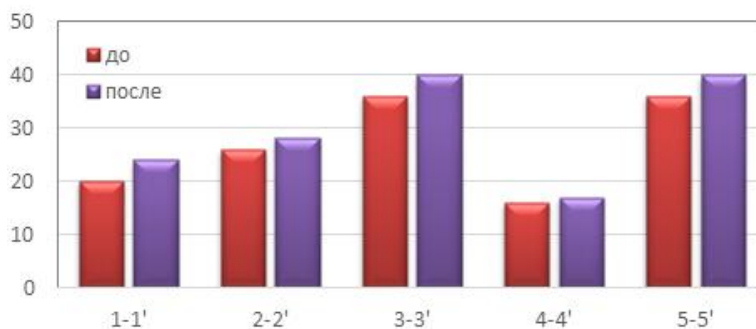
Таблица 11

### Теплообменники для ЦТП

До подключения нового абонента			После подключения нового абонента		
№	Название	Стоимость, руб.	№	Название	Стоимость, руб.
1	НН-22-16/1-20-ТК (Ду 100 мм)	426 507	1'	НН-22-16/1-24-ТК (Ду 100 мм)	464 638
2	НН-41-16/1-26-ТК (Ду 150 мм)	776 591	2'	НН-41-16/1-28-ТК (Ду 150 мм)	797 781
3	НН-21-16/1-36-ТК (Ду 100 мм)	483 928	3'	НН-21-16/1-40-ТК (Ду 100 мм)	510 668
4	НН-42-16/1-16-ТК (Ду 150 мм)	691 557	4'	НН-42-16/1-17-ТК (Ду 150 мм)	703 432
5	НН-47-16/1-36-ТК (Ду 100 мм)	712 319	5'	НН-47-16/1-40-ТК (Ду 100 мм)	754 303

На рис. 2 представлен график сравнения количества пластин теплообменников.





**Рис.2. Попарное сравнение количества пластин теплообменников на ЦТП до и после подключения нового абонента**

Количество пластин небольшое, новый потребитель (10% от требуемой мощности) не оказывает влияние на состав оборудования теплового пункта.

Следующим оборудованием, которое можно заменить, является сетевой насос.

Главной магистралью называется путь движения воды от источника до гидравлически наиболее удаленного потребителя. Выберем главную магистраль в изначальной тепловой сети.

$$\text{ЦТП} \rightarrow 1: \Delta H_1 + \Delta H_2 = 3,025 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 2: \Delta H_4 + \Delta H_5 = 0,154 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 3: \Delta H_4 + \Delta H_6 + \Delta H_7 + \Delta H_8 = 0,541 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 5: \Delta H_{17} + \Delta H_{19} = 3,449 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 6: \Delta H_1 + \Delta H_3 = 3,240 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 7: \Delta H_1 + \Delta H_{11} + \Delta H_{12} = 2,955 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 8: \Delta H_{17} + \Delta H_{18} = 2,078 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 9: \Delta H_{13} = 0,006 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 10: \Delta H_4 + \Delta H_6 + \Delta H_{14} + \Delta H_{15} = 0,377 \text{ м};$$

$$\text{ЦТП} \rightarrow 11: \Delta H_4 + \Delta H_6 + \Delta H_{14} + \Delta H_{16} = 0,431 \text{ м}.$$

Напор, развиваемый насосом, закрытой водяной системы определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{СН}} = \Delta H_{\text{П}} + \Delta H_{\text{ОБР}} + \Delta H_{\text{И}} + \Delta H_{\text{АБ}},$$

где  $\Delta H_{\text{П}}$ ;  $\Delta H_{\text{ОБР}}$  – потери напора в подающей и обратной линии тепловой сети;

$$\Delta H_{\text{П}} = \Delta H_{\text{ОБР}} = \Delta H_{\text{ГМ}},$$

$$\Delta H_{\text{П}} = \Delta H_{\text{ОБР}} = \Delta H_{\text{ГМ}} = 3,449 \text{ м. в. ст.};$$

$\Delta H_{\text{И}}$  – потери в теплоподготовительной установке источника; принимают 10 м. в. ст.;

$\Delta H_{\text{АБ}}$  – напор в установке абонента; принимают 20 м. в. ст.

Тогда

$$\Delta H_{\text{СН}} = 3,449 + 3,449 + 10 + 20 = 36,898 \text{ м. в. ст.}$$

Насос выбирают с запасом напора не менее 20 %, тогда

$$\Delta H_{\text{СН}} = 36,898 \cdot 1,2 = 44,277 \text{ м. в. ст.}$$



Теперь рассмотрим, какие потери напора будут от ЦТП до 4 абонента.

$$\text{ЦТП} \rightarrow 4: \Delta H_4 + \Delta H_6 + \Delta H_7 + \Delta H_9 + \Delta H_{10} = 0,544 \text{ м.}$$

В данном случае главная магистраль остается неизменной, а напор остается тем же, значит замена насосного оборудования не требуется.

### Выводы

После проведения гидравлического и теплового расчета схемы ЦТП можно сделать следующие выводы:

- подключение нового абонента оказывает влияние на расход воды, местные сопротивления и потери напора некоторых участков сети;
- обновление изоляции помогает предотвратить более 60% тепловых потерь тепловой сети;
- энергосберегающие мероприятия при потреблении включают в себя: переход от центральных тепловых пунктов к индивидуальным, промывку трубопроводов внутренних систем отопления зданий, утепление подъездов, что позволяет экономить от 5 до 30% тепловой энергии;
- энергосберегающие мероприятия при производстве включают в себя: применение пиковых энергоустановок для снятия возникающих пиковых нагрузок в городском хозяйстве, безотходную технологию теплообмена в системах локального теплоснабжения, замену устаревших котлов на новые;
- энергосберегающие мероприятия при транспорте включают в себя: наладку тепловых сетей, изменение тепловой изоляции на ППУ, нанесение антикоррозионных покрытий в конструкции теплопроводов с ППУ-изоляцией.

Результат работы показывает, что существуют различные методы оптимизации тепловой сети, но каждая существующая схема должна рассматриваться индивидуально.

### Библиографический список

1. Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2023 году. – М.: РЭА Минэнерго России, 2024 – 162 с. URL: <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/96d/253bgbbgl58s9su2iy3x4rx8qgpkd1re/Otchet-o-sostoyanii-teploenergetiki-2023.pdf>.
2. Схема теплоснабжения города Смоленска на период до 2029 года (актуализация на 2026 год). Том 1. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения. Глава 1. – М.: ООО «ЦТЭС», 2025. – 312 с. URL: [https://www.smoladmin.ru/administraciya-goroda/normativno-pravovye-akty/normativno-pravovye-akty-administracii/?docs\\_id=37562](https://www.smoladmin.ru/administraciya-goroda/normativno-pravovye-akty/normativno-pravovye-akty-administracii/?docs_id=37562). (дата обращения 15.11.2025).
3. **Гашо Е.Г., Пузаков В.С., Гужов С.В.** Анализ проблем и тенденций развития систем теплоснабжения крупных городов России // Теплоэнергетика. – 2021. – № 3. – С. 75-88. EDN: [YOLDRE](https://doi.org/10.1134/S0040363621020028). DOI: [10.1134/S0040363621020028](https://doi.org/10.1134/S0040363621020028)  
*Переводная версия:*  
Gasho E.G., Guzhov S.V., Puzakov V.S. An analysis of problems and trends relating to the development of heat-supply systems for Russian cities // Thermal Engineering. – 2021. – Vol. 68, No 3. – С. 235-246. EDN: [GADAID](https://doi.org/10.1134/S0040601521020026). DOI: [10.1134/S0040601521020026](https://doi.org/10.1134/S0040601521020026).
4. **Бисерова К.А.** Анализ основных проблем современных сетей централизованного теплоснабжения // Современные технологии в строительстве. Теория и практика. – 2021. – №1. – С. 294-296. EDN: [HKMYVD](https://doi.org/10.1134/S0040601521020026).
5. **Shkarovskiy A., Kolienko A., Turchenko V.** Increasing the efficiency of heat load control in centralized heating networks // Architecture and engineering. – 2021. – Vol. 6, No3. – P. 29-41. EDN: [TBALKF](https://doi.org/10.23968/2500-0055-2021-6-3-29-41). DOI: [10.23968/2500-0055-2021-6-3-29-41](https://doi.org/10.23968/2500-0055-2021-6-3-29-41).



## References

1. REA of the Ministry of Energy of Russia. (2024). *Otchet o sostoyanii teploe`nergetiki i centralizovanogo teplosnabzheniya v Rossijskoj Federacii v 2023 godu* [Report on the Status of the Heat Power Industry and Centralized Heat Supply in the Russian Federation in 2022]. Ministry of Energy of Russia. Retrieved 15 November, 2025 from <https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/96d/253bgbbgl58s9su2iy3x4rx8qgpkd1re/Otchet-o-sostoyanii-teploenergetiki-2023.pdf>
2. Center for Heat Supply LLC (2025). *Sxema teplosnabzheniya goroda Smolenska na period do 2029 goda (aktualizaciya na 2026 god). Tom 1. Obosnovy`vayushhie materialy` k sxeme teplosnabzheniya. Glava 1* [Heat Supply Scheme of the City of Smolensk for the Period up to 2029 (update for 2026). Volume 1. Supporting Materials for the Heat Supply Scheme. Chapter 1]. Administraciya goroda Smolenska. Retrieved 15 November, 2025 from [https://www.smoladmin.ru/administraciya-goroda/normativno-pravovye-akty/normativno-pravovye-akty-administracii/?docs\\_id=37562](https://www.smoladmin.ru/administraciya-goroda/normativno-pravovye-akty/normativno-pravovye-akty-administracii/?docs_id=37562).
3. Gasho, E. G., Guzhov, S. V., & Puzakov, V. S. (2021). An analysis of problems and trends relating to the development of heat-supply systems for Russian cities. *Thermal Engineering*, 68 (3). 235-246. <https://doi.org/10.1134/S0040601521020026>.
4. Biserova, K. A. (2021). Analysis of the main problems of modern district heating networks. *Sovremennye`e texnologii v stroitel`stve. Teoriya i praktika*, 1, 294-296. [In Russian]
5. Shkarovskiy, A., Kolienko, A., & Turchenko, V. (2021). Increasing the efficiency of heat load control in centralized heating networks. *Architecture and engineering*, 6(3), 29-41. <https://doi.org/10.23968/2500-0055-2021-6-3-29-41>.

## Сведения об авторах

**Киселева Александра Игоревна**, ст. преп. ORCID: [0000-0002-8925-0107](https://orcid.org/0000-0002-8925-0107).

**Голузова Ирина Владимировна**, студент магистратуры.

**Ткачева Ульяна Андреевна**, студент магистратуры.

Кафедры Промышленной теплоэнергетики, филиал федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске.

## Authors about

**Alexandra I. Kiseleva**, Senior Lecturer. ORCID: [0000-0002-8925-0107](https://orcid.org/0000-0002-8925-0107).

**Irina V. Goluzova**, Master's student.

**Ulyana A. Tkacheva**, Master's student.

Department of Industrial Heat Power Engineering Branch of the National Research University Moscow Power Engineering Institute in Smolensk, Russia.

## Ссылки для цитирования

Ткачева У.А., Голузова И.В. Оптимизация системы теплоснабжения с целью подключения новых потребителей теплоты // Энергетические системы. – 2025. – № 4. – С. 118-131.

Tkacheva, U., & Goluzova I. (2025). Optimization of the heating system for the purpose of connecting new heat consumers. *Energy Systems*, 4, 118-131. <https://doi.org/10.34031/es.2025.4.15>

