

**ПРОГРАММА в области энергосбережения и повышения энергетической
эффективности**

МП «Лыткаринская теплосеть»

на 2023 – 2026 гг.

Лист согласований ответственных лиц

СОГЛАСОВАНО

Ответственные лица

Должность ответственного лица	Фамилия, имя, отчество	Подпись
Зам. директора по производству	Беспалова Е.Б.	

Оглавление

Паспорт программы	стр.	4
Основные положения	стр.	6
Целевые показатели	стр.	9
Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения	стр.	10
Технико-экономические показатели реализации Программы Энергосбережения	стр.	11
Реестр мероприятий	стр.	12
Приложение 1	стр.	13
Приложение 2	стр.	15
Приложение 3	стр.	19
Приложение 4	стр.	24
Приложение 5	стр.	27

1. Паспорт Программы

Наименование Программы энергосбережения	Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности МП «Лыткаринская теплосеть» на 2023 – 2026 гг.
Основание разработки Программы энергосбережения	Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»; Распоряжение Комитета по ценам и тарифам Московской области от 20.04.2012 г. № 35-Р
Сроки и этапы реализации Программы энергосбережения	Реализация Программы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности МП «Лыткаринская теплосеть» осуществляется в один этап 2023-2026 гг.
Цели Программы энергосбережения	Обеспечение рационального использования энергетических ресурсов на объектах МП «Лыткаринская теплосеть» за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности; Установление и обеспечение достижения планируемых целевых показателей в области энергосбережения на период 2023-2026 гг.
Основные задачи Программы энергосбережения	Планирование целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергоэффективности; Планирование и исполнение мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности; Создание систем управления в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
Основные мероприятия Программы энергосбережения	<ul style="list-style-type: none">• Внедрение энергосберегающих источников света внутреннего и наружного освещения;• Внедрение частотно-регулируемых приводов на котельных № 6 и ЦТП 1а, 8,;• Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов;• Замена теплообменников в ЦТП 1А,1;• Режимно-наладочные испытания котлов;
Финансовое обеспечение Программы	Общий объем финансирования - 79 522,18 тыс. руб., в том числе по годам реализации:

энергосбережения	тыс. руб.				
	Источники финансирования	2024	2025	2026	Всего
	Федеральный бюджет	0	0	0	0
	Бюджет Московской области	0	0	0	0
	Местный бюджет	0	0	0	0
	Внебюджетные средства (средства МП «Лыткаринская теплосеть»)	13 803,60	17 287,01	16 328,13	79 522,18
ИТОГО	13 803,60	17 287,01	16 328,13	79 522,18	

1. Основные положения

1.1. Настоящая Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности МП «Лыткаринская теплосеть» на 2023 – 2026 гг. распространяется на объекты МП «Лыткаринская теплосеть»; управление Муниципального предприятия «Лыткаринская теплосеть» расположено по адресу: 140080, Московская обл., г. Лыткарино, ул. Октябрьская, д. 22.

1.2. Настоящая Программа энергосбережения разработана в соответствии с требованиями Распоряжения № 35-Р от 20.04.2012 г. Комитета по ценам и тарифам Московской области «Об утверждении Требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Московской области» и других законодательных актов.

1.3. Основным видом деятельности МП «Лыткаринская теплосеть» является распределение теплоносителя и горячей воды (тепловой энергии). Регулируемым видом деятельности, осуществляемым МП «Лыткаринская теплосеть» является производство, передача и сбыт тепловой энергии. Предприятие устанавливает цены и тарифы на все виды производимых работ, услуг, выпускаемую и реализуемую продукцию в соответствии с законами, иными нормативными актами РФ и правовыми актами Московской области.

1.4. Настоящая Программа энергосбережения устанавливает в отношении МП «Лыткаринская теплосеть»:

- значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в разрезе 2023-2026 гг., достижение которых обеспечивается в результате реализации соответствующей программы;

- состав и описание основных задач, решение которых необходимо обеспечить для достижения устанавливаемых целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- состав и результаты планирования исполнения мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности с указанием ожидаемых результатов в натуральном и стоимостном выражении, в том числе экономического эффекта от реализации соответствующей программы, сроки проведения указанных мероприятий;

- источники и объемы финансового обеспечения мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

1.5. Ответственность за достижение целевых показателей в области энергосбережения несет МП «Лыткаринская теплосеть».

1.6. Технологические мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности сведены в реестр мероприятий Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности МП «Лыткаринская теплосеть».

1.7. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности взаимоувязаны по срокам выполнения, по источникам и объемам финансирования, целевым показателям. Все мероприятия перед включением в Программу энергосбережения прошли процедуру отбора, включающую в себя:

- стадию определения целесообразности осуществления проекта;
- стадию отбора проектов для утверждения в составе Программы энергосбережения.

1.8. Описание объектов МП «Лыткаринская теплосеть».

Система теплоснабжения МП «Лыткаринская теплосеть» состоит из источников тепла – котельных, наружных тепловых сетей, тепловых пунктов и потребителей тепла. Теплотехнический комплекс МП «Лыткаринская теплосеть» расположен в Московской области и обеспечивает нужды жилых и административных зданий, школьных и дошкольных учреждений, объектов здравоохранения г. Лыткарино.

Тепло расходуется на нужды отопления, горячего водоснабжения предприятий и населения, на технологические нужды самого Предприятия.

Предприятие в качестве основного вида топлива использует природный газ, в качестве резервного топлива используется мазут в котельной № 1.

Выработки на мазуте в 2023-2026 годах не планируется. Предприятие проводит проверки исправности и работоспособности резервно - топливного хозяйства котельной путем проведения пробных топок на мазуте.

На балансе предприятия находится 6 котельных, из них:

- котельные №1, №3 (кормоцех), №4 (промзона), №5 (ЗИЛ), №6 (ВЫМПЕЛ) оказывает услуги отопления и ГВС (круглогодичные);

- котельная №2 (очистные сооружения) осуществляет только отопление (сезонная).

В состав оборудования, производящего тепловую энергию Предприятия входят 25 котла.

Справочные данные по котельным приведены в таблице № 1

Таблица № 1

№ п/п	Наименование объекта	Марка котлоагрегата	Тип котлоагрегата	Адрес котельной
1	котельная № 1	ПТВМ-50	водогрейный	г. Лыткарино, квартал 2, стр. 5а
2	котельная № 2	Е-1/9	паровой	г. Лыткарино, ул. Парковая, стр.32
3	котельная № 3	ЗИО-60	водогрейный	г. Лыткарино, мкр. 6, стр. 30
4	котельная № 4	ЗИО-60	водогрейный	г. Лыткарино, мкр. 6, стр. 31
5	котельная № 5	НР-18	водогрейный	г. Лыткарино, Детский городок ЗИЛ, стр. 54
6	котельная №6	ТКН-EVO	водогрейный	г. Лыткарино, ул. Набережная, д.11

Тепловые сети проложены подземным и надземным способом.

Протяженность тепловых сетей составляет 101,7 км в однотрубном исчислении.

1.9. Контроль за реализацией Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности МП «Лыткаринская теплосеть» на 2023 – 2026 гг. осуществляется в соответствии с положениями Распоряжения Комитета по ценам и тарифам Московской области № 35-Р от 20.04.2012 года «Об утверждении Требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Московской области».

2. Целевые показатели

Таблица № 2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значение целевых показателей по годам		
			2024	2025	2026
1	Экономия электрической энергии:				
1,1	в натуральном выражении	тыс. кВт*ч	91,54	40,61	14,7
2	Экономия природного газа:				
2,1	в натуральном выражении	тыс. м3	104,22	199,36	176,24
3	Экономия воды:				
3.1.	в натуральном выражении	тыс. м3	5,28	5,28	5,28
1	Изменение удельного расхода топлива на производство тепловой энергии по предприятию	кг. у. т./Гкал	159,9	159,8	159,7
2	Изменение удельного расхода электроэнергии на выработку и передачу тепловой энергии от теплоисточников	кВт*ч/Гкал	29,17	29,02	28,88
3	Изменение удельного расхода воды на производство тепловой энергии	м3/ Гкал	0,55	0,54	0,52
4	Изменение величины потерь тепловой энергии при ее передаче	%	8,85	8,66	8,48

3.

4. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения

Таблица № 3

№ п/п	Наименование мероприятий	Сроки проведения
1	Внедрение энергосберегающих источников света внутреннего и наружного освещения	2024 - 2026 гг.
2	Внедрение частотно-регулируемых приводов на котельных №6, и ЦТП 1а, 8	2024 - 2026 гг.
3	Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов	2024 - 2026 гг.
4	Замена теплообменников в ЦТП №1А, 1	2024 - 2026 гг.
5	Режимно-наладочные испытания котлов на котельных №1, №2, №3, №4, №5, №6.	2023г.

5. Техничко-экономические показатели реализации Программы энергосбережения

Таблица № 4

№ п/п	Расчетные показатели предлагаемых к реализации энергосберегающих мероприятий														
	Наименование мероприятий по видам энергетических ресурсов	Затраты тыс.руб (план)	Экономия ТЭР (план), за период реализации программы			Средний срок окупаемости (план), лет	2024			2025			2026		
			в натуральном выражении	ед. измерения	в стоимостном выражении (тыс. руб)		натур. един.	экономия тыс. руб	затраты тыс. руб	натур. един.	экономия тыс. руб	затраты тыс. руб	натур. един.	экономия тыс. руб	затраты тыс. руб
1	По электрической энергии	1914,00	146,85	т.кВт*ч	550,69	3,5	91,54	343,27	1054,60	40,61	152,30	804,60	14,7	55,13	54,6
1.2.	Внедрение энергосберегающих источников света внутреннего и наружного освещения	164	44,3	т.кВт*ч	166,13	1,0	14,8	55,5	54,6	14,8	55,5	54,6	14,7	55,13	54,6
1.3.	Внедрение частотно-регулируемых приводов на котельных №6 ,и ЦТП 1а, 8,	1750,00	102,55	т.кВт*ч	384,56	4,6	76,74	287,77	1000,00	25,81	96,80	750,00			
2	По природному газу	77 608,4	737,69	тыс. м³	3473,71	22,3	104,22	459,21	12749,0	199,36	881,42	16482,41	176,24	835,88	16273,53
2.1.	Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов	54 326,60	521,10	тыс. м³	2537,40	27,5	104,22	459,21	12749,0	104,2	482,2	13322,7	104,2	506,3	13922,2
2.2.	Замена теплообменников в ЦТП 1А, 1,	20 619,50	104,17	тыс. м³	464,51	11,2				44,61	187,20	1800,00	38,08	187,20	1700,00
2.3.	Режимно-наладочные испытания котлов	2662,30	112,43	тыс. м³	471,80	5,6				50,53	212,06	1359,70	33,94	142,41	651,30
3	По воде	-	26,4	тыс. м3	377,52	-	5,28	75,5		5,28	75,5		5,28	75,5	
3.1.	Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов	Указаны в п. 2.1	26,4	тыс. м3	377,52		5,28		75,5	5,28		75,5	5,28		75,5
	ИТОГО:	79522,4	0,66	тыс. т у.т.	4401,91	18,1			13803,60			17287,01			16328,13

6. Реестр мероприятий

Таблица № 5

№ п/п	Наименование проекта	Наименование приоритетного направления	Ожидаемые результаты	Предполагаемый объем финансирования, тыс. руб.	Дата начала и окончания реализации проекта
1	2	3	5	6	7
1	Внедрение энергосберегающих источников света внутреннего и наружного освещения	Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах электроснабжения	снижение потребления электрической энергии на 44,3 тыс. кВт*ч	164	01.01.2024-31.12.2026
2	Внедрение частотно-регулируемых приводов на котельных № 6, и ЦТП 1а, 8.	Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах электроснабжения	снижение потребления электрической энергии на 102,55 тыс. кВт*ч	1 750,00	01.01.2024-31.12.2026
3	Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов	Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения	снижение потребления природного газа на 521,1 тыс. м ³	54 326,60	01.01.2014-31.12.2026
4	Замена теплообменников в ЦТП № 1А, 1,	Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения	снижение потребления природного газа на 104,7 тыс. м ³	20 619,50	01.01.2024-31.12.2026
5	Режимно-наладочные испытания котлов	Энергосбережение и повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения	снижение потребления природного газа на 112,43 тыс. м ³	2 662,30	2023

Внедрение энергосберегающих источников света внутреннего и наружного освещения

Замена ламп ДРЛ на энергосберегающие лампы.

Модернизация систем освещения легко реализуется, при этом достигается не только экономия электроэнергии, но и существенно увеличивается срок службы ламп, что приводит к снижению эксплуатационных расходов. Более качественное освещение создает комфортные условия.

Для снижения затрат электроэнергии на внутреннее освещение МП «Лыткаринская теплосеть» предлагается заменить лампы ДРЛ на энергосберегающие большей светоотдачи и срока службы.

Исходные и расчетные данные представлены в таблице.№ 6



Рисунок 1 – энергосберегающая лампа LH55-FS/827/E27, 55 Вт

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\text{Э1} = \sum (n_i * N_{ли} * T_{pi}), \text{ кВт ч,}$$

где n_i – количество осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{ли}$ – мощность применяемых одинаковых ламп, кВт;

T_{pi} – число часов работы в году, часов.

Определение потребляемого количества электроэнергии при работе освещения:

$$\text{Э2} = \sum (k_i * N_{эли} * T_{pi}), \text{ кВт ч,}$$

где k_i – количество энергоэкономичных осветительных приборов одинаковой мощности, шт.;

$N_{эли}$ – мощность применяемых одинаковых осветительных приборов, кВт;

T_{pi} – число часов работы в году, часов.

Таблица № 6.

Расчет экономии замены ламп ДРЛ на энергосберегающие

n_i	$N_{ли}$	T_{pi}	$\Delta 1$	$B1$	k_i	$N_{эли}$	$\Delta 2$	$B2$	ΔB	K	$T_{ок}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
80,00	0,25	2100,0	42,0	46,41	80,0	0,055	9,24	10,21	36,2	112,0	0,81
ИТОГО			42,0	46,41			9,24	10,21	36,2	112,0	0,81

Замена ламп уличного освещения натриевыми лампами низкого давления.

Для наружного освещения в настоящее время применяются в основном светильники с лампами ДРЛ мощностью 250 Вт, которые обладают световым потоком около 12 000 Лм. Предлагается заменить их высокоэффективными натриевыми лампами низкого давления с улучшенной энергоэффективностью PHILIPS SOX-E мощностью 66 Вт со светоотдачей 10500 (цена 27 евро). Их взаимозаменяемые светодиодные аналоги AtomSvet X-proof 02-25-2800-31 Ex мощностью 31 Вт и световым потоком 2800 Лм (11000 руб.) или Lukoza модель BF402803 мощностью 28 Вт и световым потоком 2800 Лм (3853 руб.) являются менее предпочтительными, т.к. обладают более высокой ценой при меньшей энергоэффективности. Для расчетов используем лампы PHILIPS SOX-E как наиболее эффективные и дешевые.

Исходные и расчетные данные представлены в таблице № 7.

Таблица. № 7

Замена ламп уличного освещения натриевыми лампами низкого давления.

n_i	$N_{ли}$	T_{pi}	$\Delta 1$	$B1$	k_i	$N_{эли}$	$\Delta 2$	$B2$	ΔB	K	$T_{ок}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	0,25	2000	10	11,05	20	0,066	2,64	2,92	8,1	52,00	1,68
ИТОГО			10	11,05			2,64	2,92	8,1	52,00	1,68

Внедрение частотно-регулируемых приводов на котельной № 6, и центральных тепловых пунктах № 1а, №8.

В настоящее время предприятием используются следующие виды насосного оборудования сетевые, циркуляционные и повысительные. Сетевые насосы установлены в котельных для поддержания необходимого расхода теплоносителя в тепловых сетях. Циркуляционные и повысительные насосы установлены в центральных тепловых пунктах, при этом циркуляционные насосы применены для поддержания циркуляции в системах горячего водоснабжения и отопления потребителей подключённых к соответствующим ЦТП.

Регулирование расхода на сетевых насосах предлагается осуществлять с помощью частотно-регулируемого электропривода (ЧРП), с регулированием по поддержанию постоянного перепада давления. Регулирование расхода воды в циркуляционных системах горячего водоснабжения осуществлять с ЧРП по датчику температуры ГВС. Это позволит уменьшить расход электроэнергии в соответствии с нагрузкой.

1. Техничко-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода

При использовании регулируемого электропривода экономия электроэнергии достигается за счет следующих мероприятий:

- снижение потерь в трубопроводах;
- снижение потерь на дросселирование в регулирующих устройствах;
- поддержание оптимального гидравлического режима в сетях;
- устранение влияния холостого хода электродвигателя;
- оптимизация режима работы установки в зависимости от рабочих параметров.

2.1. Техничко-экономическое обоснование внедрения регулируемого электропривода насоса

2.1.1. Расчет экономии топлива от внедрения регулируемого электропривода насоса

2.1.1.1. Определение относительной скорости вращения насоса при снижении давления в подающем трубопроводе:

$$P/P_{\text{ном}} = n^2/n_{\text{ном}}^2 ;$$

$$n = \sqrt{P/P_{\text{ном}} * n_{\text{ном}}^2} ; \text{ об/мин.}$$

Где P – давление в напорном трубопроводе, кгс/см²;

$P_{\text{ном}}$ – номинальное давление в напорном трубопроводе, кгс/см²;

$n_{\text{ном}}$ – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

Примечание: При регулировании расхода (производительности) насоса при неизменном давлении в подающем трубопроводе (при выдерживании гидравлики) необходимо использовать следующую формулу:

$$Q/Q_{\text{ном}} = n/n_{\text{ном}} ;$$

$$n = Q/Q_{\text{ном}} * n_{\text{ном}} ;$$

где Q – фактическая производительность насоса, т/ч;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная производительность насоса при заданном давлении, т/ч.

2.1.1.2. Определение мощности на валу насоса при работе на пониженном давлении:

$$N/N_{\text{НОМ}} = n^3/n_{\text{НОМ}}^3;$$

$$N = N_{\text{НОМ}} * n^3/n_{\text{НОМ}}^3; \text{ кВт}$$

где $N_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность на валу насоса, кВт;

n – обороты электродвигателя при работе на пониженном давлении (производительности) в напорном трубопроводе, об/мин;

$n_{\text{НОМ}}$ – номинальные обороты электродвигателя, об/мин.

2.1.1.3. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с номинальной скоростью:

$$W_{\text{н}} = N_{\text{НОМ}} * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт ч};$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

2.1.1.4. Годовой расход электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом:

$$W = N * T * K_{\text{и}}, \text{ кВт ч};$$

где T – количество часов работы, ч;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

2.1.1.5. Годовая экономия электроэнергии при работе насоса с регулируемым электроприводом, по сравнению с насосом с обычным электроприводом:

$$\Delta W = W_{\text{н}} - W; \text{ кВт ч}$$

2.1.2. Расчет сроков окупаемости внедрения регулируемого электропривода

2.1.2.1. Определение укрупненных капиталовложений в регулируемый электропривод:

2.1.2.1.1. Стоимость выбранного регулируемого электропривода $C_{\text{рэл}}$ согласно договорной цены фирмы – поставщика (на основании тендера);

2.1.2.1.2. Стоимость электротехнических устройств и КИП составляет ориентировочно 3-5 % от стоимости РЭП.

2.1.2.1.3. Стоимость строительно-монтажных работ – 5-10% от стоимости оборудования;

2.1.2.1.4. Стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

2.1.2.1.5. Стоимость оборудования:

$$C_{\text{об.}} = C_{\text{рэл}} + (0,03 - 0,05) * C_{\text{рэл}}, \text{ тыс. руб.}$$

2.1.2.1.6. Капиталовложения в мероприятие:

$$K_{\text{рэл}} = C_{\text{об.}} + (0,05-0,1) * C_{\text{об.}} + (0,03-0,05) * C_{\text{об.}}, \text{ тыс.руб.}$$

2.1.2.2. Определение срока окупаемости мероприятия:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{рэл}} / (\Delta W * C_{\text{эл. эн}}), \text{ лет},$$

где $K_{\text{рэл}}$ – капиталовложения в мероприятие, тыс. руб.;

ΔW – экономия электрической энергии от внедрения ЧРП;

$C_{\text{эл. эн}}$ – стоимость кВт ч электрической энергии;

Исходные данные и расчёт экономии от внедрения частотных приводов на насосах.

№ п/п	Наименование объекта	Мощность электродвигателя номинальная, Nном, кВт	Мощность электродвигателя при работе насоса на пониженном давлении, Nном, кВт	Количество часов работы в году, Т, ч	Коэффициент использования, Ки	Годовая экономия электроэнергии при работе насоса с регулируемым частотным приводом, кВт ч	Капиталовложения в мероприятия (без НДС), Крэл, тыс. руб	Экономический эффект внедрения мероприятия, тыс. руб	Срок окупаемости, лет
1	ЦТП № 1А	15	13,2	8760	1	15768	250	59,13	4,2
2	ЦТП № 8,	15	13,2	8760	1	15768	250	59,13	4,2
7	Котельная № 6	30	26,4	2490	1	8964	250	33,62	7,4

Таблица № 9.

График проведения мероприятий по внедрению частотно-регулируемых приводов

№ п/п	Год	2024		2025	
	Наименование объекта	Натуральные единицы тыс. кВт	Экономия тыс. руб.	Натуральные единицы, тыс. кВт	Экономия тыс. руб.
1	ЦТП № 1А	15,77	59,13		
2	ЦТП № 8,	15,77	59,13		
6	Котельная № 6			8,96	33,62

Замена ветхих сетей теплоснабжения с применением предизолированных трубопроводов (экономия от уменьшения потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию)

Передача тепловой энергии от источников до потребителей в г. Лыткарино осуществляется посредством магистральных и распределительных тепловых сетей в двухтрубном исполнении. Общая протяженность тепловых сетей на территории г. Лыткарино по состоянию на 15.11.2023 г. составляет 101,7 км (в однострубно исполнении) средневзвешенный наружный диаметр трубопровода 153 мм. Прокладка трубопроводов теплоснабжения в основном реализована в подземном исполнении в непроходных каналах (около 98 % от общей протяженности). Основной материал труб – сталь. По видам тепловой изоляции в МП «Лыткаринская теплосеть» существует следующая дифференциация трубопроводов (перлитобитумная, минерально-ватная, пенополиуретановая, пенополиминеральная). Протяженность предварительно изолированных сетей (пенополиуретановая, полимерминеральная тепловая изоляция и трубопроводы типа изопрофлекс –А) составляет 41 % от общей протяженности сетей города.

В целях снижения потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов тепловых сетей предприятие планирует производить замену ветхих сетей теплоснабжения с использованием предизолированных трубопроводов. Для магистральных тепловых сетей и тепловых сетей отопления будут использованы трубопроводы предварительно изолированные в заводских условиях пенополиуретановой тепловой изоляцией с полиэтиленовой защитной оболочкой (или трубопроводы с пенополимерминеральной заводской тепловой изоляцией), а для сетей горячего водоснабжения трубопроводы из сшитого полиэтилена с пенополиуретановой тепловой изоляцией (или изоляцией типа термофлекс).

Пенополиуретановая теплоизоляция трубопроводов - это быстрое бесшовное нанесение любой сложности и формы, неограниченная толщина слоя, быстрое отвердевание, а так же устойчивость к механическим нагрузкам и высокое энергосбережение.

Конструкции с использованием пенополиуретана обладают выгодными преимуществами по сравнению с ранее применяемыми теплоизоляционными материалами.

- повышение долговечности с 10-15 лет до 30 лет и более;
- снижение тепловых потерь с действительных 25-30% до 2-3%;
- снижение эксплуатационных расходов в 2 раза;
- снижение расходов на ремонт теплотрасс в 3 раза.

Пенополиуретан - это новый и наиболее актуальный на сегодняшний день теплоизоляционный материал, разновидность пластмассы, широко применяемый во всём мире. По теплопроводности пенополиуретан превосходит практически все известные полимеры. Ближе всего к нему только экструдированный пенополистирол, но труба ППУ превзойдет его и по технологичности, и по температуроустойчивости.

Благодаря необычным свойствам пенополиуретана, его используют в широком наборе отраслей. Например, при изоляции труб ППУ и теплоизоляции различных трубопроводов. Что особенно важно для наших условий, с жёстким и непостоянным температурным режимом.

Пенополиуретан обладает высокой стойкостью при воздействии химических соединений (за исключением некоторых растворителей и концентрированных кислот).

Ассортимент предварительно изолированных труб ППУ и соединительных узлов дает возможность прокладывать трассу на любой местности, а также в стесненных городских условиях. Наличие встроенной системы ОДК позволяет своевременно и с наименьшими потерями устранять неполадки в сети.

Исходные и расчетные данные представлены в табл. 5

Расчёт экономии потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию при замене ветхих тепловых сетей на тепловые сети с использованием предварительно изолированных трубопроводов произведён в соответствии с приказом Минэнерго России от 30.12.2008 года № 325 « Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя». При расчётах учитывались следующие факторы:

-год проектирования подлежащей замене тепловой сети с 1959 по 1989 включительно;

-способ прокладки заменяемого участка тепловой сети подземный в непроходных каналах;

-способ прокладки новых участков подземный в непроходных каналах;

Данные для ведения прогнозного расчёта представлены сведены в таблицу № 10.

В таблице № 11 представлены данные по изменению величины потерь тепловой энергии при замене ветхих тепловых сетей на тепловые сети с промышленной тепловой изоляцией. За базовый (прогнозный) уровень экономии тепловых потерь принята величина экономии тепловой энергии при объёмах работ по замене сетей.

Плановое значение показателя «изменение величины потерь тепловой энергии при её передаче» за время реализации программы представлены в таблице № 12.

Таблица № 10

Объём работ выполненных МП «Лыткаринская теплосеть» по замене ветхих тепловых сетей с 2024 по 2026 год

Год	Ед. измерения	Диаметр трубопровода (условный), мм										Общая протяжённость отремонтированных тепловых сетей, м	Затраты на проведение работ с НДС, тыс. руб.
		50	70	80	100	125	150	200	250	300	500		
2024	м	304	140	293	147	120	300	1112	0	10	340	2766	18287,20
2025	м	307	75	359	114	0	88	88	0	0	166	1197	16962,71
2026	м	194	323	558	979	384	580	0	0	0	0	3018	18473,11

Экономия потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию при замене ветхих тепловых сетей

Тип прокладки	Назначение	D, мм	L, м	Нормы тепловых потерь при прокладке в непроходных каналах, ккал/чм (с 1959 по 1989 г)	Нормы тепловых потерь при прокладке в непроходных каналах, ккал/чм (с 2004 г)	Время работы в год, ч	Разность норм тепловых потерь, ккал/чм	Экономия от замены трубопроводов, Гкал	Экономия условного топлива, т. у. т.	Экономия топлива в натуральном выражении, тыс. м ³ .	Экономический эффект от мероприятия, тыс. руб.	Стоимость мероприятий по замене ветхих тепловых сетей в 2014 году тыс. руб.(без НДС)	Срок окупаемости мероприятия, лет
кан	под	57	103	61,6	14,5	4920	47,1	23,87	120,27	104,22	437,34	12200,0	27,9
кан	обр	57	103	27,5	14,5	4920	13	6,59					
кан	под	76	663	70,4	17	4920	53,4	174,19					
кан	обр	76	663	31,9	17	4920	14,9	48,60					
кан	под	89	113,5	75,9	18	4920	57,9	32,33					
кан	обр	89	113,5	34,1	18	4920	16,1	8,99					
кан	под	108	626,5	83,6	20	4920	63,6	196,04					
кан	обр	108	626,5	37,4	20	4920	17,4	53,63					
кан	под	133	206,5	103,4	23	4920	80,4	81,68					
кан	обр	133	206,5	83,6	23	4920	60,6	61,57					
кан	под	159	157,5	103,4	26	4920	77,4	59,98					
кан	обр	159	157,5	46,2	26	4920	20,2	15,65					
ИТОГО								763,13					

Изменение величины потерь тепловой энергии при её передаче за время реализации программы

Год	2024	2025	2026
Потери тепловой энергии в сетях, Гкал	31261	30600	29939
Изменение величины потерь тепловой энергии при её передаче, %	8,85	8,66	8,48

Технико-экономическое обоснование внедрения эффективных пластинчатых теплообменников вместо кожухотрубных водоводяных подогревателей в ЦТП № 1, № 1а.

В настоящее время в центральных тепловых пунктах для нужд горячего водоснабжения и отопления потребителей установлены кожухотрубные водоводяные подогреватели. Нормативные сроки эксплуатации которых подошли к своему пределу. Текущий ремонт, чистка данного оборудования представляет собой процесс с большими материальными и трудовыми затратами.

На данном этапе научно-технического прогресса хорошо себя зарекомендовала технология применения пластинчатых теплообменников для горячего водоснабжения и отопления. Данный тип теплообменного оборудования имеет существенно меньшие массо-габаритные показатели по сравнению с кожухотрубными теплообменниками и не требует таких огромных трудозатрат при текущем ремонте и чистке, при сроке службы оборудования до 25 лет.

В результате реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности планируется осуществить замену теплообменников в ЦТП № 1, № 1А. Данные ЦТП входят в систему теплоснабжения котельной № 1.

Экономический эффект от внедрения пластинчатых теплообменников достигается за счет:

- * увеличения коэффициента теплопередачи;
- * уменьшения потерь тепловой энергии по сравнению с кожухотрубным теплообменником вследствие уменьшения наружной поверхности теплообменника (при равной тепловой нагрузке) и более полного использования теплоты в процессе теплообмена;
- * наличия возможности изменения параметров теплообменника (площади поверхности теплообмена, коэффициента теплопередачи);
- * увеличения срока службы, удешевления и простоты обслуживания, отсутствия необходимости в теплоизоляции.

Определение экономии тепловой энергии и топлива за счет внедрения мероприятия

4.1. Определение годовой экономии тепловой энергии при установке пластинчатого теплообменника за счет снижения потерь:

$$\Delta Q_{\text{пот}} = Q_{\text{кож}} - Q_{\text{пласт}} \quad [\text{Гкал}]$$

где $Q_{\text{кож}}$ - потери тепловой энергии кожухотрубным теплообменником, Гкал;
 $Q_{\text{пласт}}$ - потери тепловой энергии пластинчатым теплообменником, Гкал;

Определяем площади наружных поверхностей теплообмена

кожухотрубного ($S_{\text{кож}}$) теплообменника

$$S_{\text{кож}} = \pi D L n, \text{ м}^2$$

где $\pi = 3,14$

D – наружный диаметр корпуса (секции) м;

L – длина корпуса (секций) м;
n – количество корпусов (секций) м.

4.1.1. Определяем годовые потери тепловой энергии каждым теплообменником ($Q_{\text{кож}}$ и $Q_{\text{пласт}}$) по формуле:

$$Q = S \cdot \alpha \cdot (t_1 - t_2) \cdot n \cdot T \quad [\text{Гкал}]$$

где

S – площадь наружной поверхности теплообмена, м²;

α – коэффициент теплоотдачи от наружной изолированной поверхности теплообменника, Вт/м² °С, принимается 10 Вт/м² °С (для поверхностей температура которых выше 20 °С и расположенных в помещениях);

($t_1 - t_2$) - разность температур наружной изолированной поверхности теплообменника и внутреннего воздуха в помещении, °С;

T - число часов работы теплообменника в году, с.

4.1.2. Определение экономии тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи:

$$\Delta Q_T = Q_{\text{потр}} \frac{(k_{\text{пласт}} - k_{\text{кож}})}{k_{\text{пласт}}} \quad [\text{Гкал}]$$

где

$Q_{\text{потр}}$ – годовая потребность в тепловой энергии, Гкал;

$k_{\text{пласт}}, k_{\text{кож}}$ - коэффициенты теплопередачи, Вт/м² °С.

Фактический эксплуатационный коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников, как правило, на 2-10% выше, чем у кожухотрубных водоводяных подогревателей.

4.1.3. Определение годовой экономии тепловой энергии:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{пот}} - \Delta Q_T \quad [\text{Гкал}]$$

где:

$\Delta Q_{\text{пот}}$ - снижение годового расхода теплоэнергии на компенсацию ее потерь при замене кожухотрубного теплообменника на пластинчатый, Гкал;

ΔQ_T - годовая экономия тепловой энергии за счет увеличения коэффициента теплопередачи, Гкал.

4.1.4. Определение экономии условного топлива от снижения потребления тепловой энергии:

$$\Delta B_{\text{тэ}} = \Delta Q \cdot b_{\text{усл}} \cdot 10^{-3} \quad [\text{т.у.т.}]$$

где:

ΔQ – годовая экономия тепловой энергии, Гкал;

$b_{\text{усл}} = 157,6$ кг у.т. на выработку тепловой энергии котельная № 1

4.1.5 Определение экономии природного газа:

$$\Delta B_{\text{г}} = \Delta B_{\text{тэ}} \cdot K_{\text{усл}} \cdot \quad [\text{тыс м}^3]$$

где:

$\kappa_{\text{усл}} = 1,154$ коэффициент перевода условного топлива в натуральное (природный газ).

4.1.6 Определение срока окупаемости мероприятий:

$$N_{\text{окуп}} = \frac{K_{\text{затр}}}{K_{\text{эк}}} = \frac{K_{\text{затр}}}{\Delta B_{\text{г}}} \cdot \text{Ц}_{\text{г}} \quad [\text{лет}]$$

где:

$\text{Ц}_{\text{г}}$ - стоимость природного газа.

$K_{\text{затр}}$ - затраты на проведение мероприятий по замене оборудования.

Проведение режимно-наладочных работ в целях оптимизации режима горения и увеличения коэффициента полезного действия котлов на котельных №1, №2, №3, №4, №5, №6.

Цель проекта

Снижение величины потребления природного газа котельными агрегатами предприятия (котельные №1, №2, №3, №4, №5, №6) путем оптимизации режимов работы котлов, за счет проведения очередных периодических режимно-наладочных испытаний.

Существующее положение

Котельные №1, №3, №4, №5, №6 предприятия оборудованы соответственно водогрейными котлами, котельная № 2 оборудована паровыми котлами. Основное топливо – природный газ, резервное - отсутствует.

Таблица № 13

Данные о режимно-наладочных испытаниях котельных агрегатов

Согласно Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, зарегистрированным Минюстом России № 4358 от 02.04.03: «Режимно-наладочные испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет для котлов на твердом и жидком топливе и не реже одного раза в 3 года для котлов на газообразном топливе». Исходя из требований данного нормативного документа, требуется проведение очередных режимно-наладочных испытаний для котельных агрегатов в котельных №1, №2, №3, №4, №5, №6, т.к. срок действия режимных карт которых истек.

Описание проекта

Для оптимизации режимов работы котельных агрегатов, повышения КПД., снижения вредных выбросов в атмосферу и уменьшения количества потребляемого топлива необходимо провести очередные режимно-наладочные испытания котлов в котельных №1, №2, №3, №4, №5, №6

Результаты проведенного обследования:

В рамках программы проведения энергетического обследования предприятия, на были проведены измерения режимов работы котлов, которые находились в работе на момент проведения обследования. Котлы работали в штатном режиме, с коэффициентом загрузки 96%. По результатам измерений производилось сравнение измеренных величин со значениями, полученными после проведения режимно-наладочных испытаний. Результаты сравнений представлены в таблице 3.

По результатам проведенного обследования режимов работы было установлено:

1. Температура уходящих газов превышает температуру, установленную в режимных картах;
2. Потери с уходящими газами выше значений потерь, указанных в режимных картах;

Причинами снижения физико-химических характеристик процессов горения топлива в котлах могут являться:

1. Снижение теплопередачи теплообменных поверхностей за счет образования железисто-окисных и накипных отложений на внутренних поверхностях нагрева;

2. Изменение режимов горения газо-воздушной смеси за период эксплуатации котлов, с момента проведения последних режимно-наладочных испытаний.

Рекомендуется:

1. Провести очередные режимно-наладочные испытания;
2. При увеличении гидравлического сопротивления водяного тракта котла сверх нормативного, провести отбор прикипевшего шлама для анализа состава и концентрации накипных отложений, после чего провести химическую промывку внутренних поверхностей нагрева.

Расчет экономической эффективности от реализации предлагаемого мероприятия

Предлагается провести химическую промывку внутренних поверхностей нагрева, режимно-наладочные испытания.

1. Прирост КПД котлоагрегата в результате проведённых работ:

$$\Delta\eta_{ка} = \eta_{нал} - \eta_{ф} \quad [\%]$$

где $\eta_{нал}$ – коэффициент полезного действия после наладочных испытаний, [%],
 $\eta_{ф}$ – фактический коэффициент полезного действия, подтверждённый испытаниями до проведения наладки [%].

2. Экономия топлива в год по котельной при проведении режимно-наладочных работ на всех котлоагрегатах:

$$\Delta B_{эк} = B_{год} \cdot \Delta\eta_{ка} \quad [\text{тыс. м}^3 \cdot \text{год}]$$

где $G_{год}$ – годовой расход топлива котлоагрегатами котельной, [тыс. м³ год]/

3. Годовой экономический эффект от проведения мероприятий:

$$\mathcal{E} = \Delta B_{эк} \cdot C_{топл.} \quad [\text{тыс. руб.}]$$

где $C_{топл.}$ – стоимость природного газа.

4. Определение укрупнённых сроков окупаемости мероприятий по режимной наладке:

$$N_{окуп} = K_{затр} / \mathcal{E} \quad [\text{лет}]$$

где $K_{затр}$ – общие затраты на проведение всех мероприятий, тыс. руб.

Стоимость режимно-наладочных испытаний одного котла взята из среднестатистической.

Данные по срокам окупаемости носят ориентировочный характер и могут изменяться в зависимости от стоимости работ по режимной наладке.

Принимая во внимание однотипность установленного котельного оборудование возможно сделать прогноз по изменению группового норматива удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии соответственно для всех котельных. Прогноз строится исходя из следующих исходных данных:

1. прирост КПД колоагрегатов, происходящий после выполнения режимно-наладочных испытаний, будет соответствовать уровню 4,45%;
2. режимно-наладочные испытания должны быть выполнены на всех котлоагрегатах отдельно взятой котельной.

Расчёт удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал:

$$b_{\text{усл.}} = 142,86/\eta_{\text{бр}} \quad [\text{кг у. т /Гкал}]$$

Результаты расчётов прогнозного изменения групповых нормативов удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии котельными приведены в таблице № 16

Изменение удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии

№ п/п	Наименование котельной	НУР фактический, кг у. т/Гкал	Прогнозное значение НУР после режимной наладки, кг у. т/Гкал	Прогнозное изменение НУР, кг у. т/Гкал	Изменение НУР, %
1	Котельная № 1	159,9	159,815	0,085	0,05
2	Котельная № 2	159,9	159,815	0,085	0,05
3	Котельная № 3	159,9	159,815	0,085	0,05
4	Котельная № 4	159,9	159,815	0,085	0,05
5	Котельная № 6	159,9	159,815	0,085	0,05
6	Котельная № 6	159,9	159,815	0,085	0,05

График реализации мероприятий по режимной наладке

№ п/п	Наименование объекта	2023
1	Котельная № 1	
2	Котельная № 2	
3	Котельная № 3	
4	Котельная № 4	
5	Котельная № 5	
6	Котельная № 6	