

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ЭНЕРГИЯ-ТЕНЗОР»**

«УТВЕРЖДАЮ»

**Генеральный директор
ОАО «ЭНЕРГОТЕН»**



Сирош А.А.

2015 г.

ПРОГРАММА

**энергосбережения и повышения энергетической
эффективности на 2011-2018 г.г.**


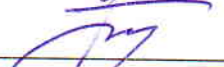

Пояснительная записка

Согласовано:

Главный инженер

Зам. главного инженера

Нач. экономического отдела

 Прохоров Ю.А.
 Барашков А.П.
 Левицкая Л.В.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Основные цели и задачи Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности.....	3
2. Информация об организации.....	4
3. Краткое описание проблем и предлагаемых к реализации мероприятий, особенностей их внедрения.....	22
3.1. Котельная №1.....	22
3.1.1. Характеристика проблем.....	22
3.1.2. Предлагаемые мероприятия.....	23
3.1.3. Ожидаемые результаты.....	24
3.2. Котельная №3.....	25
3.2.1. Характеристика проблем.....	25
3.2.2. Предлагаемые мероприятия.....	26
3.2.3. Ожидаемые результаты.....	27
3.3. Тепловые сети и сети ГВС.....	27
3.3.1. Характеристика проблем.....	27
3.3.2. Предлагаемые мероприятия.....	30
3.3.3. Ожидаемые результаты.....	31
3.4. Центральные Тепловые Пункты.....	31
3.4.1. Характеристика проблем.....	31
3.4.2. Предлагаемые мероприятия.....	32
3.4.3. Ожидаемые результаты.....	32
3.5. Система контроля параметров тепловой энергии.....	33
3.5.1. Характеристика проблем.....	33
3.5.2. Предлагаемые мероприятия.....	33
3.5.3. Ожидаемые результаты.....	33
4. Финансовые средства, необходимые для реализации программы и их источники.....	34
5. Оценка эффекта от внедрения и окупаемости предложений.....	35
6. Организация управления настоящей Программой.....	35
7. Контроль за реализацией настоящей Программы.....	36
Приложение 1. Паспорт «Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности Открытого акционерного общества «ЭНЕРГИЯ-ТЕНЗОР» на 2011-2018 годы».....	37
Приложение 2. Целевые и прочие показатели Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ЭНЕРГОТЕН» на 2011-2018 г.г.	38
Приложение 3. Перечень мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение эффективности.....	39
Приложение 4. Перечень автотранспортной и спецтехники, эксплуатируемой ОАО «ЭНЕРГОТЕН».....	40

1. Основные цели и задачи Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Основной целью разработки и реализации Программы является снижение себестоимости производства и реализации тепловой энергии, горячей воды, обеспечение социально-экономического развития предприятия.

Для достижения поставленных целей в Программе предусматривается решение следующих задач в основных сферах деятельности предприятия:

- снижение удельного расхода топлива, электроэнергии, материалов на отпуск 1 Гкал тепловой энергии;
- обеспечение использования на предприятии энергоэффективного оборудования и технологий;
- замену и техническое перевооружение оборудования;
- повышение КПД действующих энергоустановок;
- улучшение метрологического контроля, надзора и статистического наблюдения за расходом энергоресурсов;
- снижение потерь энергоносителей в инженерных сетях;
- повышение научно-технического потенциала предприятия;
- уменьшение энергетической зависимости предприятия от поставщиков энергоносителей;
- расширение производства;
- улучшение экологической ситуации.

2. Информация об организации.

Открытое акционерное общество «ЭНЕРГИЯ-ТЕНЗОР» - это предприятие, основным видом деятельности которого является осуществление полного цикла производства, транспортировки и распределения тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей, расположенных в районах Большая Волга, Левобережный и Александровка г.Дубна Московской области. Данная деятельность ведется на оборудовании, которое является муниципальной собственностью и эксплуатируется ОАО «ЭНЕРГОТЕН» на основании договоров аренды, заключенных с Комитетом по управлению имуществом г. Дубны:

- аренды объектов недвижимости № 739/3 от 31.08.2005г., сроком действия до 31.08.2020г., № 094/3-13 от 04 апреля 2013 г., № 155/3-10 от 01 октября 2010г. и № 095/3-13 от 30 апреля 2013г., сроком действия до 31.12.2029г.;

- аренды оборудования № 738/3 от 31 августа 2005г., сроком действия до 31.08.2020г. и № 120/3-13 от 30 апреля 2013 г., сроком действия до 31.12.2029г.

Кроме снабжения тепловой энергией организация оказывает услуги сторонним организациям по монтажу, ремонту и обслуживанию их инженерных систем (отопление, вентиляция, горячее и холодное водоснабжение, водоотведение).

Для ведения основной деятельности в организации имеется транспортный участок, который укомплектован автотранспортом и спецтехникой (Приложение 4)

ОАО «ЭНЕРГОТЕН» эксплуатирует три автономные системы теплоснабжения в районах г.Дубна: Большая Волга, Левый берег и Александровка, в состав которых входит две районные и одна модульно-блочная котельные, центральный распределительный пункт (ЦРП), пять центральных тепловых пунктов (ЦТП), магистральные и внутриквартальные наружные тепловые сети, в т.ч. горячего водоснабжения.

Общая установленная тепловая мощность котельной №1 (район Большая Волга) составляет 196 Гкал/час.

Основное оборудование котельной вводилось в эксплуатацию по этапам:

1 этап – 1973г. (котлы ДКВР-20-13 ст. № 1,2,3);

2 этап – 1976г. (котлы ПТВМ-30 ст. № 1,2);

3 этап – 1988г. (котлы КВГМ-50 ст. № 3,4).

Котлы ДКВР-20-13 ст. № 1,2,3 и котлы ПТВМ-30 ст. № 1,2 со вспомогательным оборудованием расположены в здании котельной, выполненном из железобетонных несущих конструкций и стеновых керамзитобетонных панелей, железобетонных плит перекрытия с мягкой рулонной кровлей. Перегородки внутренних помещений выполнены из кирпича. В 1988 году при реконструкции котельной была выполнена пристройка из железобетонных несущих конструкций и стеновых керамзитобетонных панелей, железобетонных плит перекрытия с мягкой рулонной кровлей для трех котлов КВГМ-50 и вспомогательного оборудования.

В 2007г. котел ДКВР-20-13 ст. № 3 был полностью заменен на аналогичный, как полностью отработавший свой ресурс.

В зимний период работают один паровой котел и один-два водогрейных котла для обеспечения потребности в тепловой энергии на отопление, приточную вентиляцию и горячее водоснабжение. Тепловая нагрузка для нужд потребителей в зимний период составляет не более 100 Гкал/час.

В летний период работает один паровой котел для обеспечения потребности в тепловой энергии на горячее водоснабжение. Тепловая нагрузка в летний период составляет 4-5 Гкал/час.

Каждый паровой котел ДКВР-20-13 укомплектован индивидуальным чугунным экономайзером типа ЭП-760, неотключаемым по воде и газам, дымососом Д-13 и дутьевым вентилятором ВД-10. Котел оборудован тремя газомазутными горелками типа ГМГб-5,6/7. Котлоагрегат ДКВР-20-13 ст. №3 был полностью заменен с установкой нового газового оборудования и автоматизированной системы управления тепловыми процессами на базе микропроцессорной техники и введен в эксплуатацию в 2007 году. В 2006 году была запрещена эксплуатация котлоагрегата ДКВР-20-13 ст. №2 по причине физического износа трубной части и барабанов котла.

Каждый котел ПТВМ-30 укомплектован двумя дутьевыми вентиляторами ВДН-12 и дымососом ДН-15,5, оборудован шестью газомазутными горелками типа ДКЗ-5. В 2007 году котлы подверглись реконструкции с целью замены газового оборудования и системы управления.

Каждый котел КВГМ-50 укомплектован дутьевым вентилятором ВДН-17 и дымососом ВДН-21, оборудован двумя горелками РГМГ-20 с паромеханическими форсунками типа «Титан». В 2009-2011 годах котлы подверглись техническому перевооружению с целью замены газового оборудования и системы управления.

Все котлоагрегаты имеют приборы учета природного газа, тепловой энергии и теплоносителя.

Имеется газорегуляторный пункт с узлами учета природного газа на линиях к паровым и водогрейным котлам (Таблица 1.3.).

Резервное топливное хозяйство (РТХ) включает в себя эстакаду слива мазута на железнодорожных путях, приемную подземную железобетонную емкость, три надземных стальных резервуара хранения мазута по 2000 м³ каждый и мазутонасосную станцию. В качестве резервного топлива используется мазут марки М-100.

Подача питательной воды в паровые котлы осуществлялась тремя центробежными насосами типа ЦНСГ-60-198 (один рабочий и два резервных). Насосы укомплектованы электродвигателями мощностью 75 кВт. Насосы старой модификации и в настоящее время сняты с производства. Котельная также проектировалась с целью пароснабжения промплощадок микрорайона. В настоящее время потребность в большом количестве пара отпала и появилась возможность снизить производительность питательных насосов за счет установки новых меньшей производительности (20 м³/ч вместо 60 м³/ч) и с меньшим потреблением электроэнергии (мощность электродвигателя 18,5 кВт вместо 75 кВт). В 2011-2012 годах вместо двух насосов типа ЦНСГ-60-198 были установлены насосы CR 20-17 A-F-A-HQQE (18,5кВт, 3х380В, 2900об/мин, DN50, PN16) фирмы "Grundfos".

Установлены пять сетевых насосов ЦН-400-105 (каждый производительностью 450-500 м³/час, напором 120 м вод. ст.) и три сетевых насоса Д-1250 (каждый производительностью 1250 м³/час, напором 120 м вод. ст.). Летом в работе одновременно находится два насоса типа ЦН-400, а зимой – два насоса ЦН-400 и один Д-1250.

Для подпитки теплосети установлено три насоса (один рабочий и два резервных) типа К-290/30 производительностью 300 м³/час, Н = 34,5 м вод. ст. Насос работает в переменном режиме и восполняет утечку теплоносителя из тепловой сети. Расход подпиточной воды в течение суток меняется от 0 до 200 м³/ч (Таблица 1.3.). Установка преобразователей частоты вращения на электродвигатели насосов позволит отказаться от механического регулятора давления сетевой воды в обратном трубопроводе, что приведет к существенной экономии электроэнергии за счет процесса преодоления сопротивления клапана регулятора давления обратной сетевой воды.

Источником водоснабжения котельной служит вода, получаемая из хозяйственно-питьевого водопровода (ХПВ). Все вводы ХПВ оборудованы приборами учета (Таблица 1.3.).

Производительность водоподготовки складывается из следующих расходов химочищенной воды:

- 1) расход воды на восполнение потерь пара и конденсата;
- 2) расход химочищенной воды на подпитку теплосети.

Для водоподготовки установлены 5 Na – катионитных фильтров ø 3400 мм (3-I ступень, 2- II ступень) и 4 Na – катионитных фильтров ø 1000 мм (2- III ступень, 2- IV ступень).

Фильтрующий материал: I–IV ступеней – сульфоуголь.

Регенерация («восстановление») фильтров ведется раствором поваренной соли, который готовится в ячейках «мокрого» хранения. Все фильтры оборудованы ультразвуковыми приборами учета воды (Таблица 1.3.)

Для «мокрого» хранения соли установлены два железобетонных резервуара каждый емкостью 27 м³ (год ввода сооружения в эксплуатацию -1973 г., при этом расчетный срок службы сооружения 30 лет). В настоящее время несущие конструкции сооружения имеют значительные разрушения (трещины в дне и стенах) из-за контакта с соевым раствором и значительных динамических (ударных) нагрузок при выгрузке смерзшейся соли из мешков (г/п 1т) в зимнее время. В 2012-2013 годах была сооружена новая площадка мокрого хранения соли. Одновременно в нее можно загрузить до 120 т соли.

Для удаления кислорода и углекислоты из питательной воды установлен термический деаэратор атмосферного типа ДА-100/50 с барботажным устройством, производительностью до 100 т/час.

Для удаления кислорода и углекислоты из подпиточной воды установлен термический деаэратор атмосферного типа ДА-300/75 с барботажным устройством, производительностью до 300 т/час.

Котлы находятся в исправном и рабочем состоянии, кроме парового котла ДКВР-20-13 ст. №2 (выведен из эксплуатации для проведения замены).

Электроснабжение котельной выполнено по 1 категории: четыре высоковольтных кабеля по 10 кВ от РП-1 и один высоковольтный кабель 10 кВ от ЦРП-5. На вводных устройствах имеются приборы учета электрической энергии АСКУЭ, которая эксплуатируется с 2008 года (Таблица 1.3.).

На трубопроводах тепловой сети имеются приборы учета отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя (Таблица 1.3.).

На системе отопления котельной установлен прибор учета тепловой энергии, расход воды на хозяйственные нужды учитывается по приборам учета (Таблица 1.3.)

На территории котельной №1 расположено административное здание, являющееся собственностью предприятия. Здание имеет 5 этажей. Общая площадь здания составляет 1440 м², общий объем здания - 5184 м³, отапливаемый объем здания – 4929 м³. Для снижения тепловых потерь в 2007 году был произведен ремонт здания с устройством вентилируемого фасада и замене рам в оконных проемах на пластиковые с тройным остеклением. Потребление тепловой энергии на отопление в результате данных мероприятий снизилось на 27% (с 428 Гкал за 2006 год до 337 Гкал за 2008 год). Для освещения помещений применяются люминесцентные и светодиодные светильники. Здание оборудовано приборами учета тепловой энергии, горячей и холодной воды, электроэнергии (Таблица 1.3.). Расход энергетических ресурсов на хозяйственные нужды представлены в Приложении 5.

По административному зданию (Приложение 5) и автотранспорту (Приложение 4) расход энергоресурсов по годам действия данной Программы не меняется, т.к. мероприятия по энергосбережению на этих объектах не предусмотрены.

Таблица 1.1. Параметры основного оборудования котельной № 1

№	Наименование котлоагрегата и тип горелок	Производительность, т/час Гкал/час		Давление кгс/см ² , Расчет факт	Температура уход. газов, град. С		Коэф. избытка воздуха α	Поверхность нагрева котла м ²	КПД Брутто по рез. посл. испыт. (режим. карты)
		Проект	Факт		за котлом	за экономайзером			
1	Паровой котел ДКВР-20-13 №1 (3 шт ГМГб-5.6)	<u>20</u> 10,8	<u>22</u> 12	<u>13</u> 12	370	162	1,4	408,7	89,2
2	Паровой котел ДКВР-20-13 №2 (3 шт ГМГб-5.6)	<u>20</u> 10,8	- -	<u>13</u> -	-	-	-	408,7	Выведен из эксплуатации в 2006г.
3	Паровой котел ДКВР-20-13 №3 (3 шт ГМГб-5.6)	<u>20</u> 10,8	<u>22</u> 12	<u>13</u> 12	360	162	1,3	408,7	89,7
4	Водогрейный котел ПТВМ-30М №1 (6шт ДКЗ)	30	34	<u>20</u> 13,5	200	-	1,2	821,6	89,2
5	Водогрейный котел ПТВМ-30М №2 (6шт ДКЗ)	30	34	<u>20</u> 13,5	200	-	1,2	821,6	89,2
6	Водогрейный котел КВГМ-50 №3 (2шт РГМГ-20)	50	48	<u>20</u> 13,5	180	-	1,22	1 473	89,2
7	Водогрейный котел КВГМ-50 №4 (2шт РГМГ-20)	50	45	<u>20</u> 13,5	180	-	1,22	1 473	89,2

Таблица 1.2. Основное оборудование котельной №1. Состояние котлов.

Наименование котельной	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Состояние оборудования	Тип котла	Вид топлива		Уд.расход условного топлива кг.ут./Гкал	Мощность, МВт	Наработка за 2013 год, (час)	Выработка тепловой энергии за 2013 год (Гкал)	Годовой расход условного топлива (т.у.т)
					Основное	Резервное					
Районная котельная №1 ОАО «ЭНЕРГОТЕН»	ДКВР-20-13 № 1	1973	удовлетворительное	паровой	газ	мазут	159	13	5 268	35 864	5 738
	ДКВР-20-13 № 2	1973	выведен из эксплуатации, требует замены	паровой	газ	мазут	-	13	-	-	-
	ДКВР-20-13 № 3	2007	удовлетворительное	паровой	газ	мазут	159	13	3 132	18 224	2 879
	ПТВМ-30М № 1	1976	удовлетворительное, после реконструкции	водогрейный	газ	мазут	160	35	2 473	35 569	5 712
	ПТВМ-30М № 2	1976	удовлетворительное, после реконструкции	водогрейный	газ	мазут	160	35	169	15 335	2 463
	КВГМ-50 № 3	1988	удовлетворительное	водогрейный	газ	-	160	58	1 804	54 968	8 789
	КВГМ-50 № 4	1988	удовлетворительное	водогрейный	газ	-	160	58	1 812	72 089	11 527

Таблица 1.3.

**ПЕРЕЧЕНЬ
узлов учета энергоносителей на котельной №1.**

№ п/п	Наименование узлов учета и приборов	Тип прибора, марка	Заводской номер	Пределы измерений	Дата последней проверки
1	Узлы учета тепловой энергии и теплоносителя на отпуске с коллекторов котельной				
1.1.	Тепловой ввод №1:				
	Тепловычислитель	СПТ961М	0826		18.01.2006г.
	Расходомер на подающем трубопроводе	УРСВ-510	654175	500-2000 м3/ч	19.09.2006г.
	Расходомер на обратном трубопроводе	УРСВ-510	654215	500-2000 м3/ч	19.09.2006г.
	Преобразователь температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	КТПТР-01	795А	0-180 С	11.12.2007г.
	Преобразователь температуры теплоносителя в обратном трубопроводе	КТПТР-01	795	0-180 С	11.12.2007г.

	Преобразователь давления воды в подающем трубопроводе	Метран-55 ДИ	1205284	1,6 МПа	06.11.2015г.
	Преобразователь давления воды в обратном трубопроводе	Метран-55 ДИ	266643	1,6 МПа	06.11.2015г.
1.2.	Тепловой ввод №2:				
	Тепловычислитель	СПТ961М	0826		18.01.2006г.
	Расходомер	УРСВ-510	552646	500-2000 м ³ /ч	17.08.2012г.
	Расходомер	УРСВ-510	552775	500-2000 м ³ /ч	13.02.2006г.
	Преобразователь температуры	КТПТР-01	1472А	0-180 С	14.10.2008г.
	Преобразователь температуры	КТПТР-01	1472	0-180 С	14.10.2008г.
	Преобразователь давления	Метран-55 ДИ	266642	1,6 Мпа	06.11.2015г.
	Преобразователь давления	Метран-55 ДИ	266647	1,6 Мпа	06.11.2015г.
1.3.	Тепловой ввод №3:				
	Тепловычислитель	СПТ961.2	20262		27.06.2011г.
	Расходомер на подающем трубопроводе	ЭРСВ-540ФВ/80	1361451	181,1м3	23.05.2014г.
	Расходомер на обратном трубопроводе	ЭРСВ-540ФВ/80	1363992	181,1м3	23.05.2014г.
	Преобразователь температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	ТС-Б-Р-ПТ500-120	1422461 Г	0..160 С	20.08.2014г.
	Преобразователь температуры теплоносителя в обратном трубопроводе	ТС-Б-Р-ПТ500-120	1422461 Х	0..160 С	20.08.2014г.
1.4.	Узел подпитки тепловой сети				
	Тепловычислитель	СПТ961М	0826		18.01.2006г.
	Расходомер	ЭРСВ-540ФВ/100	1350895	283 м3/ч	07.08.2013г.
	Преобразователь температуры подпиточной воды	ТСП 012-000	4603	-200..500 С	06.2015г.
	Преобразователь температуры холодной воды	Метран-205	528214	-50..500 С	03.2015г.
2.	Узел учета исходной воды				
2.1.	Ввод №1:				
	Тепловычислитель	МКТС СБ-Т20*4-БП80	074		07.2015
	Расходомер	М121К Ду-150-Ф-К	000307	0,12-600 м ³	07.2015
	Преобразователь температуры воды	КТПТР-05 100П	3457 А	0-200 С	07.2015

	Преобразователь давления воды	ПД	26	0-1,6МПа	07.2015
2.2.	Ввод №2:				
	Тепловычислитель	МКТС СБ-Т20*4-БП80	074		07.2015
	Расходомер	М121 Ду-150-Ф-К	000317	0,12-600 м ³	07.2015
	Преобразователь температуры воды	КТПТР-05 100П	3457	0-200 С	07.2015
	Преобразователь давления воды	ПД-МКТС-Т-1,6	2483	0-1,6МПа	07.2015
2.3.	Ввод №3:				
	Тепловычислитель	СБ-05-БП	7232		07.2015
	Расходомер	М121-К5ДУ100Ф-1,6	22656	0,25-250м3	07.2015
	Преобразователь температуры воды	ТС-Т Рт-100	0114	0-180 С	07.2015
	Преобразователь давления воды	ПД-МКТС-Т-1,6	7027	1,6 мПа	07.2015
3.	Узел учета тепловой энергии и теплоносителя системы отопления котельной				
	Тепловычислитель	МКТС СБ-Т20*4-БП80	074		07.2015
	Расходомер на подающем трубопроводе	М121-И6-Ду-50-Ф-1,6	24264	0,06-60 м3	07.2015
	Расходомер на обратном трубопроводе	М121-И6-Ду-50-Ф-1,6	19299	0,06-60 м3	07.2015
	Преобразователь температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	ПТ-ТСП-1098К1 Рт 100	9397г	0-160 С	07.2015
	Преобразователь температуры теплоносителя в обратном трубопроводе	ПТ-ТСП-1098К1 Рт 100	9397х	0-160 С	07.2015
	Преобразователь давления воды в подающем трубопроводе	ПД-МКТС-М6-1,6	6509	0-1,6МПа	07.2015
	Преобразователь давления воды в обратном трубопроводе	ПД-МКТС-М	293	0-1,6МПа	07.2015
4.	Учет расхода холодной и горячей воды на хозяйственные цели				
	Расходомер ГВС	ВСГ-25	12552580	7 м3/ч	27.07.2012г.
	Расходомер ГВС	ВСГ-25	12552121	7 м3/ч	03.08.2012г.
	Расходомер ХВС	ЕТК 15/110	09.242105	3 м3/ч	15.12.2010г.
	Расходомер ХВС	ЕТК20	09.241609	3 м3/ч	15.03.2011г.
5.	Учет потребления электрической энергии в АСКУЭЭ				
	Счетчик яч.6	ЦЭ 6850 М2Н;5-7,5А,100В	007257017000062		2009г.

Счетчик яч.9	ЦЭ 6850 М2Н;5-7,5А,100В	007257017000044		2009г.
Счетчик яч. 16	ЦЭ 6850 М2Н;5-7,5А,100В	007257017000042		2009г.
Счетчик яч. 21	ЦЭ 6850 М2Н;5-7,5А,100В	007257017000034		2009г.
6.	Узел учета расхода природного газа			
	Паровыми котлами (узел №1):			
Вычислитель	СПГ-761.1	11637		08.08.2012г.
Расходомер	РС-СПА-М	040266	13600 нм³/ч	27.05.2014г.
Преобразователь температуры	ТПТ-1-3	1687	200...300°С	17.05.2013г.
Преобразователь давления	МИДА-ДА-13П	8320503	1 МПа	10.09.2014г.
	Водогрейными котлами (узел №2):			
Расходомер	РС-СПА-М	080213	42000 нм³/ч	17.06.2015г.
Преобразователь давления	МИДА-ДА-13П	08320884	1 МПа	10.09.2014г.
Преобразователь температуры	ТПТ-1-3	1692	200...300°С	17.05.2013г.
7.	Учет тепловой энергии, горячей и холодной воды в административном здании			
Тепловычислитель	ВКТ-7	03-12-062		07.2015
Расходомер на подающем трубопроводе	ВСТН-25	34757587	3,5 м³/ч	14.07.2015
Преобразователь температуры воды	ТС-Т Pt-500	03102371	0-180 С	07.2015
Преобразователь температуры воды	ТС-Т Pt-500	03105463	0-180 С	07.2015
Расходомер на подающем трубопроводе ГВС	ВСТН-32	34760735	6 м³/ч	01.07.2014
Расходомер на обратном трубопроводе ГВС	ВСТ-15	400491	3 м³/ч	16.09.2014
Расходомер на трубопроводе холодной воды	ВСХН-32	34820463	6 м³/ч	19.09.2014
8.	Учет электроэнергии в административном здании			
Mercury 230	AM-03	01080371-07	5(7,5) А	04.2007

В котельной №2 (ул. Университетская, 19) района Александровка, установлено 3 водогрейных котла типа ЗиОСАБ: 2 котла ЗиОСАБ-3000 (каждый теплопроизводительностью 3,0 МВт) и 1 котел ЗиОСАБ-1600 (теплопроизводительностью 1,6 МВт). Все котлы жаротрубные и работают в водогрейном режиме.

Общая установленная тепловая мощность котельной 6,4 Гкал/час. Оборудование котельной введено в эксплуатацию в 2004 году.

В зимний период работают два котла для обеспечения потребности в тепловой энергии на отопление, приточную вентиляцию и горячее

водоснабжение. Система теплоснабжения района Александровка от котельной №2 – закрытая. Тепловая нагрузка в зимний период составляет 5,2 Гкал/час.

В летний период работает один котел (ЗиОСАБ-1600) для обеспечения потребности в тепловой энергии на горячее водоснабжение. Тепловая нагрузка в летний период составляет 1 Гкал/час.

Для подпитки теплосети установлено три насоса, работающих в зимнем режиме, типа NB 80-315/305 ($Q = 75,6 \text{ м}^3/\text{час}$, $H = 32,5 \text{ м вод. ст.}$).

Для подпитки теплосети в летнем режиме установлен один насос типа LP 80-125/133 ($Q = 42,4 \text{ м}^3/\text{час}$, $H = 20,2 \text{ м вод. ст.}$).

Электроснабжение котельной относится ко 2 категории. Имеется два кабеля для питания котельной от трансформаторной подстанции ОАО «Мосэнергосбыт». Имеется учет потребления электроэнергии (Таблица 1.6.).

Источником водоснабжения котельной служит вода, получаемая из городского хозяйственно-питьевого водопровода. Имеется один ввод исходной воды, оборудованный узлом учета данного ресурса.

Исходная вода поступает в котельную с температурой 2–18°C и давлением 45 м вод.ст.

В качестве теплоносителя в системе теплоснабжения используется горячая вода. Тепловая энергия отпускается потребителям в соответствии с утвержденным графиком температуры теплоносителя на выходе с котельной 95–70°C (круглогодично) в зависимости от температуры наружного воздуха.

В качестве основного топлива используется газ, в качестве резервного – дизельное топливо. В эксплуатационный период котлы работают на газе.

Резервное топливное хозяйство состоит из подземной емкости хранения дизельного топлива объемом 25 м³.

Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной №2 за 2013 год составляет 17,0 Втч/Гкал.

Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной №2 за 2013 год составляет 90,1 м³/Гкал.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по котельной №2 за 2013 год составляет 82,8%.

Технические характеристики оборудования блочно-модульной котельной № 2 района Александровка (ул. Университетская, 19) представлены в Таблице 1.4.

Таблица 1.4. Основное оборудование котельной № 2. Состояние котлов

Наименование котельной	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Состояние оборудования	Тип котла	Вид топлива		КПД по паспорту, %	Уд.расход условного топлива (кг.ут./Гкал)	Мощность, МВт
					основное	резервное			
Котельная № 2	ЗИОСАБ-1600 № 1	2004	удовлетворительное	водогрейный жаротрубный	газ	дизельное топливо	92,8	154	1,6
	ЗИОСАБ-3000 № 2	2004	удовлетворительное	водогрейный жаротрубный	газ	дизельное топливо	92,8	154	3,0
	ЗИОСАБ-3000 № 3	2004	удовлетворительное	водогрейный жаротрубный	газ	дизельное топливо	92,8	154	3,0

Таблица 1.5. Параметры основного оборудования котельной № 2.

№	Наименование котлоагрегата и тип горелок	Производительность, Гкал/час		Давление (кгс/см ²) расчет факт	Температура уход. газов, (°С)		Коеф. избытка воздуха, α	Поверхность нагрева котла, м ²	КПД брутто по рез. послед. испыт. (режим. карты)
		проект	факт		за котлом	за экономайзером			
1	Водогрейный котел ЗИОСАБ-1400 №1 (1шт. GKP -140H)	1,4	1,4	<u>6,0</u> 6,0	160	-	1,1	47,4	92,1
2	Водогрейный котел ЗИОСАБ-3000 №2 (1шт. GKP -280M)	2,6	2,6	<u>6,0</u> 6,0	170	-	1,1	88,8	92,2
3	Водогрейный котел ЗИОСАБ-3000 №3 (1шт. GKP -280M)	2,6	2,6	<u>6,0</u> 6,0	170	-	1,1	88,8	92,2

Таблица 1.6.

**ПЕРЕЧЕНЬ
узлов учета энергоносителей на котельная №2.**

№ п/п	Наименование узлов учета и приборов	Тип прибора, марка	Заводской номер	Пределы измерений	Дата последней поверки
1	Узлы учета тепловой энергии и теплоносителя на отпуске с коллекторов котельной				
	Тепловычислитель	ВКТ-5	860		09.06.2008г
	Расходомер на подающем трубопроводе	ПРЭМ-2-150-А-200	1780	4,2-200	09.06.2008г

Расходомер на обратном трубопроводе	ПРЭМ-2-150-А-200	1783	4,2-200	09.06.2008г
Расходомер на подпитке	ПРЭМ-32-L0-0-D	332814	0,08-30	09.06.2008г
Преобразователь температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	ТСП-Н	3613Г	0-180 С	09.06.2008г
Преобразователь температуры теплоносителя в обратном трубопроводе	ТСП-Н	3613Х	0-180 С	09.06.2008г
Преобразователь температуры теплоносителя в подпитке	ТСП-Н	3503	0-180 С	09.06.2008г
2.	Узел учета исходной воды			
Расходомер ХВС	МТК-Н	1410010011	3,5 м3/ч	01.09.2015г.
3.	Учет потребления электрической энергии			
Счетчик	Счетчик СЭТАМ ЛИГМ.411152.005-01	010181		28.04.2003г.
4.	Узел учета расхода природного газа			
Вычислитель	ЕК-260	30301093		21.08.2014г.
Расходомер	TRZ G160	14074969	900 нм3/ч,	21.08.2014г.
Преобразователь температуры	ПТ	9737	-23...+60 С ⁰	21.08.2014г.
Преобразователь давления	ПД	3309287	0,15 - 0,75 МПа	21.08.2014г.

В состав оборудования, производящего тепловую энергию на котельной № 3 (ул. Тверская, д. 20а) левобережного района г.Дубна, входят: 3 паровых котла типа ДКВР-20/13 (каждый паропроизводительностью 20 т/час и максимально допустимым давлением пара 13 кгс/см²) и 2 водогрейных котла типа КВГМ-30 (каждый теплопроизводительностью 30 Гкал/ч). Котельная обеспечивает население и сторонние организации теплоносителем для систем отопления и ГВС по четырех трубной схеме.

Общая установленная тепловая мощность котельной 96 Гкал/час.

Оборудование котельной введено в эксплуатацию в 1974 (2 котла ДКВР), 1975 (1 котел ДКВР), 1988 (2 котла КВГМ) годах.

В зимний период работают один-два паровых и один-два водогрейных котла для обеспечения потребности в тепловой энергии на отопление, приточную вентиляцию и горячее водоснабжение.

Электроснабжение – от трансформаторных подстанций МУП «Электросеть». Имеется АСКУЭ (Таблица 1.9.).

В летний период работает один паровой котел для обеспечения потребности в тепловой энергии на горячее водоснабжение. Тепловая нагрузка в летний период составляет 3,5–4,5 Гкал/час.

Источником водоснабжения котельной служит вода, получаемая из городского хозяйственно-питьевого водопровода. Ввод воды оборудован прибором учета.

Исходная вода поступает в котельную с температурой 2-18°C и давлением 45 м вод.ст.

Система отопления района – закрытая. Состоит из группы сетевых насосов (3 насосов типа ЦН-400/105, 3 насосов типа NKG 200-150-500/521 НТ), 2 водогрейных котлов КВГМ-30, 4 блоков подогревателей сетевой воды (БПСВ). БПСВ требуют замены.

Схема водоподготовки – двухступенчатая. Первая ступень включает в себя Na-катионирование всего объема воды, требующего умягчения.

Далее умягчённая вода разделяется на два потока:

А) Первый идёт в подпиточный деаэратор атмосферного (ДА) типа производительностью 25 м³/ч (ст. № 2) и используется для восполнения утечек из теплосети. ДА ст. №2 требует замены.

Б) Второй поток, пройдя вторую ступень Na-катионирования, поступает в питательный деаэратор атмосферного типа производительностью 25 м³/ч (ст. № 1) и предназначен для питания паровых котлов.

Для подпитки теплосети установлено три насоса (один рабочий и два резервных) производительностью 32 м³/час, Н = 34,5 м вод. ст.

В качестве теплоносителя в системе теплоснабжения используется горячая вода. Тепловая энергия для отопления отпускается потребителям в соответствии с утвержденным графиком температуры теплоносителя (115-70 °С) на выходе с котельной в зависимости от температуры наружного воздуха.

Система горячего водоснабжения района включает в себя кроме тепловых сетей ГВС установку подготовки горячей воды на котельной. Она состоит из вакуумного деаэратора производительностью 200 м³/ч, паровых подогревателей, двух аккумуляторных баков (объемом 700 м³ и 1000 м³), 2 циркуляционных насосов типа Д-315/60, регуляторов температуры и давления в системе горячего водоснабжения.

Теплоноситель для системы ГВС отпускается с котельной №3 круглогодично с температурой 65±2°C.

В качестве основного топлива используется природный газ, в качестве аварийного – мазут марки М100. Аварийное топливное хозяйство включает в себя подземную приемную емкость объемом 100 м³, емкость хранения мазута объемом 1000 м³, насосную станцию с насосами типа ЗВ-16/25 и мазутными подогревателями ПМ-40-15.

Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной №3 за 2013 год составляет 30 Вт-ч/Гкал.

Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной №3 за 2013 год составляет 45 м³/Гкал.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по котельной №3 за 2013 год составляет 68,7%.

Технические характеристики оборудования отопительной котельной № 3 левобережного района представлены в Таблицах № 1.7. и № 1.8.

Таблица 1.7. Основное оборудование котельной № 3. Состояние котлов.

Наименование котельной	Марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Состояние оборудования	Тип котла	Вид топлива		КПД по паспорту, %	Уд. расход условного топлива, $\frac{кг}{т Гкал}$	Мощность, МВт
					Основное	Резервное			
Районная котельная №3	ДКВР-20-13 № 1	1974	удовлетворительное	паровой	газ	мазут	91,6	156	13
	ДКВР-20-13 № 2	1974	удовлетворительное	паровой	газ	мазут	91,6	156	13
	ДКВР-20-13 № 3	1975	удовлетворительное	паровой	газ	мазут	91,6	156	13
	КВГМ-30 № 4	1986	удовлетворительное	водогрейный	газ	мазут	92,2	155	35
	КВГМ-30 № 5	1986	удовлетворительное	водогрейный	газ	мазут	92,2	155	35

Таблица 1.8. Параметры основного оборудования котельной № 3.

№	Наименование котлоагрегата и тип горелок	Производительность, $\frac{т/час}{Гкал/час}$		Давление (кгс/см ²) <u>расчет</u> факт	Температура уход. газов, (°С)		Коэф. избытка воздуха, м ²	Поверхность нагрева котла, м ²	КПД brutto по рез. послед. испыт. (режим. карты)
		проектная	фактическая		за котлом	за экономайзером			
1	Паровой котел ДКВР-20-13 №1 (3 шт. ГМГб-5,6)	$\frac{20}{11,2}$	$\frac{22}{12}$	$\frac{13}{12}$	370	162	1,4	408,7	89,2
2	Паровой котел ДКВР-20-13 №2 (3 шт. ГМГб-5,6)	$\frac{20}{11,2}$	$\frac{22}{12}$	$\frac{13}{12}$	370	162	1,3	408,7	89,7
3	Паровой котел ДКВР-20-13 №3 (3 шт. ГМГб-5,6)	$\frac{20}{11,2}$	$\frac{22}{12}$	$\frac{13}{12}$	370	162	1,3	408,7	89,7
4	Водогрейный котел КВГМ-30 №4 (1шт. РГМГ-30)	30	30	$\frac{16}{10}$	180	-	1,22	733,7	91,2
5	Водогрейный котел КВГМ-30 №5 (1шт. РГМГ-30)	30	30	$\frac{16}{10}$	180	-	1,22	733,7	91,2

Таблица 1.9.

**ПЕРЕЧЕНЬ
узлов учета энергоносителей на котельная №3.**

№ п/п	Наименование узлов учета и приборов	Тип прибора, марка	Заводской номер	Пределы измерений	Дата последней проверки
1	Узлы учета тепловой энергии и теплоносителя на отпуске в систему отопления с коллекторов котельной				
	Тепловычислитель	СПТ 961.2.	27622		18.05.2015
	Расходомер на подающем трубопроводе	ВЭПС-БП-2-01	П 300 105	1600 куб.м	28.08.2012

	Преобразователь температуры теплоносителя в подающем трубопроводе	КТПТР-01	8077	0 - 180 гр.С	26.06.2013
	Преобразователь температуры теплоносителя в обратном трубопроводе	КТПТР-01	8077А	0 - 180 гр.С	26.06.2013
	Преобразователь давления воды в подающем трубопроводе	Метрак-55	266648	0 - 1,0 МПа	28.08.2014
	Преобразователь давления воды в обратном трубопроводе	Метрак-55	348184	0 - 1,0 МПа	28.08.2014
2.	Узел подпитки системы отопления				
	Тепловычислитель	СПТ 961.2.	27622		18.05.2015
	Расходомер	ВЭПС-БП-2-01	504125	0 - 32 куб.м	21.08.2013
	Преобразователь температуры подпиточной воды	ТСП-1088 100П	2	0 - 150 гр.С	07.08.2013
	Преобразователь температуры холодной воды	ТСП Метран 205-02	528215	-50 - +500 гр.С	07.08.2013
	Преобразователь давления воды в подпиточном трубопроводе	Метран-55	528460	1 - 1,0 Мпа	28.08.2014
3.	Узел учета тепловой энергии и теплоносителя на отпуске в систему ГВС с коллекторов котельной				
	Тепловычислитель	СПТ 961.2.	27622		18.05.2015
	Расходомер	ВЭПС-БП-2-01	200	0 - 630 куб.м	24.08.2012
	Расходомер	ВЭПС-БП-2-01	150386	0 - 400 куб.м	24.08.2012
	Преобразователь температуры	КТПТР-01	8531	0 - 180 гр.С	07.08.2014
	Преобразователь температуры	КТПТР-01	8531А	0 - 180 гр.С	07.08.2014
	Преобразователь давления	Метран-55	266651	0 - 1,0 Мпа	28.08.2014
	Преобразователь давления	Метран-55	266649	0 - 1,0 Мпа	28.08.2014
4.	Узел учета исходной воды				
	Тепловычислитель	МКТС	375		01.04.2015
	Расходомер	М-121-К Ду150	1569	0 - 600 куб.м	01.04.2015
5.	Учет расхода холодной и горячей воды на хозяйственные цели				
	Расходомер ГВС	ВСТ-32	12573613		12.12.2013
	Расходомер ХВС	ВСХ-Н-50	13607441		18.01.2013
6.	Учет потребления электрической энергии в АСКУЭЭ				
	Счетчик	Меркурий 230ART-03	22634590	5/1500	20.05.2015
	Счетчик	Меркурий 230ART-03	22637170	5/1500	20.05.2015
	Счетчик	Меркурий 230ART-03	22636592	5/1500	20.05.2015

	Счетчик	Меркурий 230ART-03	226348611	5/1000	20.05.2015
7.	Узел учета потребления природного газа паровыми котлами (ГРУ-1)				
	Корректор	СПГ-761	1003		07.08.2015
	Расходомер	ДРГМ-2500	445	8000 нм ³ /ч	27.08.2015
	Преобразователь температуры газа	ТТП-6	5787	-200 - +300 °С	06.08.2015
	Преобразователь давления газа	МИДА-13П ДА	6315570	0 - 1 МПа	23.07.2014
8.	Узел учета потребления природного газа водогрейными котлами (ГРУ-2)				
	Корректор	СПГ-761	1003		07.08.2015
	Расходомер	ДРГМ-2500	441	8000 нм ³ /ч	27.08.2015
	Преобразователь температуры газа	ТТП-6	5786	-200 - +300 °С	06.08.2015
	Преобразователь давления газа	МИДА-13П ДА	6316032	0 - 1 Мпа	23.07.2014

Тепловые сети от котельной № 1 района Большая Волга проложены подземным (глубина заложения трубопроводов 1,6м.) и надземным способом. Тепловые сети имеют общую протяженность 38,409 км в однетрубном исполнении, сети ГВС – 8,258 км в однетрубном исполнении, в том числе:

на 01.01.2015г

Магистральные сети отопления		22 241 м,
ПНС-1:	сети отопления и ГВС	2 572 м,
ПНС-3:	сети отопления и ГВС	910 м,
ЦТП-1:	сети отопления	358 м,
	сети ГВС	308 м,
ЦТП-2:	сети отопления	674 м,
	сети ГВС	356 м,
ЦТП-3:	сети отопления	2 384 м,
	сети ГВС	2 394 м,
ЦТП-4:	сети отопления	2 166 м,
	сети ГВС	2 228 м,
ЦТП-5:	сети отопления	4 090 м,
	сети ГВС	2 972 м

Основная часть трубопроводов тепловой сети выполнена с прокладкой в непроходных дренируемых каналах и в минераловатной изоляции. Также имеются участки теплосети с каналами без попутного дренажа с надземной прокладкой по опорам и эстакадам и теплосети в ППУ изоляции бесканальной прокладки. Тепловые сети на всем протяжении разделены тепловыми камерами, общее количество 108 шт. В настоящее время средний фактический износ трубопроводов теплоснабжения составляет 68,3%, а около 9 км сетей имеют 100% износ, протяженность сетей, нуждающихся в замене – 8,6 км, что составляет 19,1% от общей протяженности.

Центральные тепловые пункты (ЦТП 1-5) предназначены для теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения потребителей, расположенных в микрорайоне Большая Волга.

Центральные тепловые пункты №1 и №2 (ЦТП-1, ЦТП-2) введены в эксплуатацию в 1984 году.

Центральные тепловые пункты №3 и №4 (ЦТП-3, ЦТП-4) введены в эксплуатацию соответственно в 1989 году и 1994 году. В 2005 году на ЦТП-3 и в 2006 на ЦТП-4 была произведена замена теплообменников ГВС (с кожухотрубных на пластинчатые).

Центральный тепловой пункт №5 (ЦТП-5) введен в эксплуатацию в 1997 году.

В Таблице № 1.10. приводятся технические параметры тепловых сетей, присоединенных к котельной № 1, ЦТП и ПНС района Большая Волга.

Таблица 1.10.

Технические параметры тепловых сетей, присоединенных к котельной №1, ЦТП и ПНС.

Наружный диаметр трубопровода (мм)	Протяженность тепловых сетей (м)				Способ прокладки тепловой сети (м)			
	теплосеть 2013	2014	сеть ГВС 2013	2014	надземная 2013	2014	подземная 2013	2014
1	2	3	4	5	7	7	8	9
30	70	70	7	7			77	77
40			264	264			264	264
50	1 966	1 966	870	870	172	172	2664	2664
70	2 342	2 342	2873	2873			5215	5215
80	2 914	2 981	953	953	60	60	3807	3807
100	5 084	5 141	1995	1995	912	912	6167	6167
125	1 714	1 777	384	384			2098	2098
150	3 856	3 935	648	648	252	252	4252	4252
200	4 858	5 501	264	264	396	396	4726	4726
250	1 096	1 096					1096	1096
300	4 314	5 227					4314	4314
350	604	604			604	604		
400	2 206	2 010			406	210	1800	1800
500	3 385	3 803			600	600	2785	2785
600	2 354	1 956			1 990	1 990	364	364
Всего 2013 г.:	36 763	38 409	8258	8258	5392	5057	39629	39629
		45 021					45 021	
2014 г.		46 667					46 667	

В качестве теплоносителя используется горячая вода. Объем трубопроводов тепловых сетей, присоединенных к котельной № 1, на 2015 г. составляет:

- в отопительный период:
горячая вода – 3 993 куб.м.
- в неотапливаемый период:
горячая вода – 2 212 куб.м.

Два теплопровода Ду500, которые вышли с котельной, подведены к коллектору центрального распределительного пункта и далее теплоноситель

по четырем трубопроводам поступает на промышленную площадку и три жилых района города.

До ЦТП, ПНС и объектов с открытым водоразбором идёт 2-х трубная магистраль, работающая по температурному графику 150–70°С со срезкой на 115°С (круглогодично).

После ЦТП идёт 4-х трубная система теплоснабжения. Комплекс горячего водоснабжения в ЦТП №№ 1–5 состоит из водоводяных кожухотрубных (ЦТП № 1 и № 5) и пластинчатых (ЦТП № 2, № 3, № 4) подогревателей, групп насосов системы горячего водоснабжения, регуляторов температуры и давления теплоносителя. Системы ГВС от ЦТП работают по графику 65–50°С круглогодично.

В ЦТП №1 и № 5 установлены группы водоводяных кожухотрубных подогревателей, циркуляционных насосов, регуляторов температуры и давления теплоносителя в системах отопления потребителей. Тепловая сеть отопления после ЦТП № 1 и № 5 работает по температурному графику соответственно 105-70°С и 95-70°С (сезонно). Тепловая энергия отпускается потребителям в соответствии с утвержденными температурными графиками с учетом изменения температуры наружного воздуха.

Начало профилактики тепловой сети от котельной № 1 планируется с июня месяца, продолжительность профилактики – 14 дней.

Тепловые сети от котельной №2 проложены подземным (глубина заложения трубопроводов в среднем 1,6м) и надземным способом. Тепловые сети имеют общую протяженность 6,837 км в однострубно исполнении.

Система теплоснабжения от котельной № 2 – закрытая.

Таблица 1.11. Технические параметры тепловых сетей, присоединенных к котельной № 2.

Наружный диаметр трубопровода (мм)	Протяженность тепловых сетей (м)		Способ прокладки тепловой сети (м)			
	теплосеть		надземная		подземная	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
30	8	8			8	8
50	680	992	310	310	370	682
80	854	981	288	288	566	693
100	1 458	1 458	1028	1028	430,2	430,2
125	1 025	1 025	448	448	577,6	577,6
150	871	2 035	162	162	709,2	709,2
200	1 315	624	424	424	891	200
250	626	1 317			626	1 317
	6 837	8 440	2 660	2 660	4 178	5 780
Всего 2013 г.:	6 837		6 838			
2014 г.	8 440		8 440			

Тепловая энергия отпускается потребителям в соответствии с утвержденным температурным графиком 105–70°С с учетом изменения температуры наружного воздуха.

Начало профилактики тепловой сети от котельной № 2 планируется с июля месяца, продолжительность профилактики – 14 дней.

Тепловые сети от котельной №3 Левого берега с 01.01.2012 г. в соответствии с Распоряжением главы городского округа Дубна от 30.12.2011 г. № 80-РГ переданы ОАО «ЭНЕРГОТЕН» в аренду и имеют протяженность 98,152 км (в однострубно́м исчислении). Централизованная система теплоснабжения левобережной части 4-х трубная.

Тепловая сеть отопления работает по температурному графику 150-70°С со срезкой на 115°С (сезонно), сеть ГВС работает по графику 65-50°С (круглогодично). Начало профилактики тепловой сети ГВС от котельной № 3 планируется с августа месяца, продолжительность профилактики – 14 дней.

Таблица 1.12. Технические параметры тепловых сетей, присоединенных к котельной № 3.

Условный диаметр трубопровода (мм)	Протяженность тепловых сетей (м)		Протяженность тепловых сетей в зависимости от способа прокладки (м)			
	теплосеть	сеть ГВС	надземная т/сеть	надземная ГВС	подземная т/сеть	подземная ГВС
1	2	4	7	7	8	9
20		10				10
30	13164	3222	3296	959	9868	2263
40	2956	1553	394	300	2562	1253
50	6 706	5 386	196	218	6510	5168
70	5 548	2391	1928	253	3620	2138
80	7 002	3 014	1204	100	5798	2914
100	10 186	3278	1072	280	9114	2998
125	4 022	3183	1 552	2 454	2470	729
150	10 148	3 793	910		9238	3793
200	3 592	1240	2 334		1258	1240
250	1 336	1515			1336	1515
300	1 742	357			1742	357
350	340				340	0
400	1 674				1674	0
500	794				794	0
600						
Всего :	69 210	28942	12886	4564	56324	24378
	98 152		98 152			

Тепловая энергия отпускается потребителям в соответствии с утвержденными температурными графиками с учетом изменения температуры наружного воздуха.

Поставляя тепловую энергию населению, коммунальным потребителям и потребителям социальной сферы, предприятие ведет базу данных потребителей тепла (жилых зданий, бюджетных организаций, промышленных предприятий) и взаимодействует с ними в рамках договоров на поставку тепла:

- Население и социальная сфера – 85,5%
- Хозрасчетные потребители – 14,5%

3. Краткое описание проблем и предлагаемых к реализации мероприятий, особенностей их внедрения.

3.1. Котельная №1.

3.1.1. Характеристика проблем.

1. Котлоагрегат ДКВР-20-13 № 2.

Характеристика проблемы:

Котел ДКВР-20-13 ст. № 2 совместно с не отключаемым по воде и дымовым газам чугунным экономайзером находится в эксплуатации с 1973г. Расчетный срок службы котлоагрегата составляет 20 лет. Котел на сегодняшний день выработал свой нормативный срок и 2006 году была запрещена эксплуатация котлоагрегата ДКВР-20-13 ст. №2 по причине физического износа трубной части и барабанов котла.

2. Реагентное хозяйство.

Характеристика проблемы:

Реагентное хозяйство, введено в эксплуатацию в 1973 г. При расчетном сроке службы сооружения 30 лет, при дальнейшей эксплуатации без замены ячеек, возможны утечки солевого раствора через трещины в дне и стенах существующих ячеек.

3. Подпиточные насосы.

Характеристика проблемы:

Для подпитки теплосети установлено три насоса (один рабочий и два резервных) типа К-290/30 производительностью 300 м³/час, Н = 34,5 м вод. Ст. Насос работает в переменном режиме, восполняя утечку теплоносителя из тепловой сети. Расход подпиточной воды в течение суток меняется от 0 до 200 м³/ч. Имеет место неэкономичное потребление электроэнергии электродвигателем насоса подпитки за счет процесса преодоления сопротивления клапана регулятора давления обратной сетевой воды. Особенно это актуально в ночное время за счет процесса дросселирования давления воды на регуляторе подпитки и работы электродвигателя насоса в режиме «холостого хода». В этом режиме электродвигатель потребляет около 25% от номинальной мощности.

4. Питательные насосы.

Характеристика проблемы:

Подача питательной воды в паровые котлы в соответствии с проектом осуществляется тремя центробежными насосами типа ЦНСГ-60-198 (один рабочий и два резервных). Насосы укомплектованы электродвигателями мощность 75 кВт. Насосы старой модификации и в настоящее время сняты с производства. Котельная проектировалась с целью пароснабжения промплощадок микрорайона. В настоящее время потребность в большом количестве пара отпала, поэтому имеет место неэкономичное расходование электроэнергии при дефиците запчастей к насосному агрегату. В 2012 г. частично проблема была решена путем замены двух насосов типа ЦНСГ-60-198 на насосы CR 20-17 A-F-A-HQQE (18,5кВт, 3х380В, 2900об/мин, DN50, PN16) фирмы "Grundfos".

5. Сетевые насосы.

Характеристика проблемы:

Работа автоматических регуляторов расхода сетевой воды у потребителей и на ЦТП приводит к колебанию давления сетевой воды на выходе с котельной. Это изменение происходит в пределах $\pm 0,5$ кгс/см². Восстановление давления производится задвижками на выходе воды из сетевых насосов. Прикрывая задвижку уменьшаем диаметр прохода воды и увеличиваем сопротивление задвижки, что приводит к повышенному потреблению электроэнергии двигателем сетевого насоса.

3.1.2. Предлагаемые мероприятия.

1. Котлоагрегат ДКВР-20-13 № 2.

Замена котлоагрегата ДКВР-20-13 № 2, что включает в себя замену котла совместно с экономайзером, горелочным устройством, вспомогательным оборудованием, АСУ тепловыми процессами на базе микропроцессорной техники, узлами учета расхода энергоресурсов.

2. Реагентное хозяйство.

Техническое перевооружение реагентного хозяйства, которое включает в себя устройство:

- двух ячеек мокрого хранения соли с одной общей ячейкой чистого раствора соли. Емкость каждой из двух ячеек мокрого хранения соли должна быть не менее 80 м³;
- ангара (площадка «сухого» хранения соли и место стоянки вагона под разгрузку) под общей крышей с твердой обшивкой стен с трех сторон, с четвертой (со стороны ячеек мокрого хранения соли): частично (на высоту вагона) – с твердой обшивкой стен (возможно использование стены сооружения для мокрого хранения соли), а частично (в месте прохода электрических кран-балок) – из тканевых рулонных материалов.

- двух электрических кран-балок г/п по 1,5 т каждая. Одна из них предназначена для выгрузки мешков соли из вагона и доставки их в ячейки мокрого хранения соли, а другая – для выгрузки соли на площадку «сухого» хранения соли. В средней трети вагона должна иметься возможность работы попеременно любой из кран-балок для возможности выгрузки соли из второй половины вагона в ячейку «мокрого» или «сухого» хранения соли.

3. Подпиточные насосы.

Замена насосов подпитки с демонтажем регулятора давления обратной сетевой воды и установка преобразователей частоты вращения на электродвигатели подпиточных насосов.

4. Питательные насосы.

Замена существующего питательного насоса типа ЦНСГ-60-198 на насос типа CR 20-17 A-F-A-HQQE с меньшей производительностью (20 м³/ч вместо 60 м³/ч) и с меньшим потреблением электроэнергии (мощность электродвигателя нового насоса 18,5 кВт вместо 75 кВт и укомплектование преобразователями частоты вращения электродвигателей питательных насосов). Для увеличения надежности питательного тракта заменить питательные трубопроводы.

5. Сетевые насосы.

Замена сетевого насоса ЦН-400-105 на насос HS 200-150-508 5/1-F-A-BBVP фирмы «Grundfos» с преобразователем частоты вращения электродвигателя.

3.1.3. Ожидаемые результаты.

1. Замена котлагрегата ДКВР-20-13 ст. № 2 приведет:

Замена котлоагрегата ДКВР-20-13 ст. № 2 приведет к снижению себестоимости производства тепловой энергии за счет сокращения потребления энергоресурсов в результате:

- улучшения качества сжигания топлива при замене трех горелок ГМГб-5,6/7 завода «Ильмарине» на газомазутную горелку ГМЭ-16 предприятия ТОО НПП «ФИИТ»;
- замены газового оборудования котлоагрегата ДКВР-20-13 ст. № 2 на современное в соответствии с требованиями Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529-03);
- установки на котлоагрегате автоматизированного комплекса контроля и управления тепловыми процессами на базе микропроцессорной техники.

Произойдет повышение надежности работы котлоагрегата за счет уменьшения влияния человеческого фактора, особенно на стадии розжига котла.

Замена горелочного устройства совместно с котлоагрегатом позволит повысить КПД до 93%, что приведет к экономии расхода условного топлива на выработанную тепловую энергию в 230 туг/год по сравнению с работой котла ДКВР-20-13 ст. №1 в течение 2009 года. Удельный расход условного топлива должен снизиться на 5 кгуг/Гкал (со 158,7 кгуг/Гкал до 153,6 кгуг/Гкал). При

среднегодовом теплосодержании природного газа 8051 ккал/нм³ и цене 1 тысячи м³ природного газа (с учетом транспортной составляющей и др. надбавок) по состоянию на 1 квартал 2010 года в 3061,02 руб. (без НДС) экономия составит 610870 рублей в год.

2. Техническое перевооружение реагентного хозяйства приведет:

- к повышению надежности работы реагентного хозяйства;
- к сокращению издержек на погрузочно-разгрузочные работы.
- улучшение экологической обстановки.

3. Замена насосов узла подпитки с установкой преобразователей частоты вращения на электродвигатели подпиточных насосов:

- позволит отказаться от механического регулятора давления сетевой воды в обратном трубопроводе, что приведет к существенной экономии электроэнергии за счет устранения процесса преодоления сопротивления клапана регулятора давления обратной сетевой воды. Частотное регулирование позволит снизить потребление электроэнергии в ночное время за счет отсутствия загрузки двигателя на 15–20% в режиме «холостого хода» (работа насоса при закрытом регуляторе давления).

4. Замена питательных насосов с заменой питательных трубопроводов приведет:

- к более надежной работе паровых котлов и позволит дополнительно понизить потребление электроэнергии и уровень шума в котельной.

5. Замена сетевого насоса с установкой преобразователя частоты вращения электродвигателя приведет:

- к экономии электроэнергии за счет более высокого КПД насоса HS 200-150-508 5/1-F-A-BBVP фирмы «Grundfos» и применения частотного регулирования давления сетевой воды на выходе с котельной №1. Экономия электроэнергии составит до 600 кВт за сутки;

– к повышению надежности гидравлического режима тепловой сети. Существующий насос ЦН-400-105 ст. № 4 введен в эксплуатацию в 1985 году.

3.2. Котельная № 3.

3.2.1. Характеристика проблем.

1. Замена деаэратора атмосферного типа производительностью 50 м³/ч и баком-аккумулятором объемом 30 м³.

Деаэратор (далее «ДА») был смонтирован в 1974 году. За время эксплуатации корпус бака-аккумулятора и деаэрационная головка получили сильные повреждения в следствии коррозионных процессов из-за присутствия в воде кислорода и углекислоты. Частые остановки ДА для ремонта корпуса и головки приводят к сверхнормативным потерям тепла и воды, к нарушениям водно-химического режима котлов.

2. Теплообменники подогрева сетевой воды.

Теплообменники для подогрева сетевой воды общей тепловой мощностью 20 Гкал/ч состоят из 4 блоков подогревателей (БПСВ). Каждый блок включает в себя пароводяной кожухотрубный четырехходовой подогреватель и два водоводяных кожухотрубных подогревателя, соединенных между собой последовательно. Все БПСВ эксплуатируются с 1974 года. Последние годы работа подогревателей очень ненадежная из-за частых остановок. Вывод в ремонт БПСВ связан с высокой хрупкостью латунных трубок (следствие вымывания цинка в процессе длительной эксплуатации) и сильной язвенной коррозией корпусов подогревателей.

3. Система электроснабжения котельной.

Система электроснабжения котельной №3 выполнена от двух трансформаторных подстанций ТП-2 и ТП-24, расположенных на территории котельной. От ТП-2 (с 1974 года) снабжаются электроэнергией паровая часть котельной, водоподготовительная установка, реагентное и мазутное хозяйства. К ТП-24 (с 1984 года) подключена часть котельной с водогрейными котлами. Проектом расширения котельной не было предусмотрено создание поперечных электрических связей между ТП-2 и ТП-24, что не позволяет использовать мощности ТП для резервирования в случае выхода из строя фидеров на одной из них. В период 2013-2014 годов участились случаи кратковременных (до 5 минут) и более длительных (до 2 часов) прекращений электроснабжения котельной из-за сбоев в системе электроснабжения города. При этом даже кратковременные (доли секунды) прекращения в электроснабжении ведут за собой полное отключения системами блокировок и защит насосного и котельного оборудования.

3.2.2. Предлагаемые мероприятия.

1. Деаэратор атмосферного типа ДСА-50.

Необходимо заменить деаэратор атмосферного типа с деаэрационной головкой ДСА-50 и баком-аккумулятором $V=50 \text{ м}^3$ на аналогичный.

2. Теплообменники подогрева сетевой воды.

Предлагается заменить БПСВ на блоки подогревателей общей тепловой мощностью 20 Гкал/ч. В состав каждого БПСВ должны входить пароводяной

кожухотрубный двухходовой подогреватель и два водоводяных кожухотрубных подогревателя, соединенных между собой последовательно.

3. Система электроснабжения котельной.

Предлагается установить на котельной оборудование для совместного производства электрической и тепловой энергии для бесперебойного электроснабжения на базе газопоршневых машин (ГПМ). Работы проводить в несколько этапов. Подключение существующего оборудования через распределительное устройство ГПМ позволит создать поперечные связи между паровой и водогрейной частями котельной и дополнительно увеличит надежность электроснабжения котельной на начальном этапе. На этом же этапе смонтировать тепловой узел с насосным оборудованием для возможности организовать циркуляцию теплоносителя помимо аккумуляторных баков на время их ремонта.

3.2.3. Ожидаемые результаты.

1. Деаэратор атмосферного типа ДСА-50.

В результате замены ДА снизятся потери тепловой энергии через теплоизоляцию корпуса, эксплуатационные затраты, вызванные частыми остановками для ремонта, и затраты на ремонтные работы. Повысится надежность работы водоподготовительной установки.

2. Теплообменники подогрева сетевой воды.

В результате замены БПСВ повысится надежность теплоснабжения левобережного района. Установка двухходового пароводяного подогревателя вместо четырехходового связана с переходом работы котельной по температурному графику 115-70 °С. Понижение температуры сетевой воды на выходе из БПСВ ведет к снижению накипеобразования на внутренних поверхностях латунных трубок и меньшим скоростям вымывания цинка из них. Это позволит повысить КПД БПСВ и снизить расход топлива на котельной №3.

3. Система электроснабжения котельной.

В результате создания когенерационной установки повысится надежность теплоснабжения левобережного района. Снизится себестоимость производства тепловой энергии.

3.3. Тепловые сети и сети ГВС.

3.3.1. Характеристика проблем.

1. Тепловая сеть Ду-600 от ЦРП до ТК1.

Тепловая сеть Ду-600 - проложена под благоустроенной территорией города и обеспечивает тепловой энергией 2/3 потребителей микрорайона Большая Волга. Сеть введена в эксплуатацию в 1974г. Конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду-600 протяженностью 261 п.м. в

двухтрубном исчислении, заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 2,5 метров в непроходном железобетонном канале.

Тепловая сеть выработала свой ресурс, трубопроводы в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии наружной поверхности и многочисленных свищей, т.к. в связи с отсутствием попутных дренажей происходит периодическое затопление тепловой сети грунтовыми водами. Подтопления негативно сказались и на тепловой изоляции, приведя к ее провисанию и снижению пористости.

Сеть неоднократно ремонтировалась в 2006–2007 г.г. (аварийные акты № 3-06 от 26.01.2006 г., № 49/14-06 от 08.09.2006г., № 28/14-06 от 16.06.2007 г.). При аварийном ремонте в июне – июле 2007 года было заменено 62 п.м трубы, затраты на ремонт составили 419,6 тыс.руб.

2. Магистральные тепловые сети:

Ду400 от ТК1-ТК42 – проложена вдоль ул. Энтузиастов района Большая Волга и обеспечивает тепловой энергией потребителей микрорайона Большая Волга. Сеть введена в эксплуатацию в 1973г. Конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду400 (подающий и обратный), протяженностью 371 п.м. в двухтрубном исчислении, заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 2 метров в непроходном железобетонном канале. Тепловая сеть многократно ремонтировалась путем заваривания и установки хомутов. Нарушение благоустройства в зонах расположения тепловых сетей. Повышенные тепловые потери.

Ду300 от ТК2-ТК3* – проложена вдоль ул. Попова района Большая Волга и проходит под дорогой через пр. Боголюбова. Конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду300 (подающий и обратный), протяженностью 248 п.м. в двухтрубном исчислении, заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 2 метров в непроходном железобетонном лотковом канале. На сегодняшний день сеть выработала свой ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

Ду200 от ТК14а до УП1 – проложена вдоль ул. Энтузиастов района Большая Волга, конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду200 (подающий и обратный), протяженностью 208 п.м. в двухтрубном исчислении, заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 2 метров в непроходном железобетонном канале. На сегодняшний день сеть выработала свой ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

Ду200 от ТК60 до ТК62 – проложена по ул. Правды района Большая Волга, конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду200 (подающий и обратный), протяженностью 200 п.м. в двухтрубном исчислении. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 1,8 метров в непроходном железобетонном лотковом канале. На сегодняшний день сеть выработала свой

ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

Ду250 и Ду100 от ТК-1 до ТК-4 — проложена от котельной №2 (ТК-1) до корпуса №5 Университета «Дубна» (ТК-4). Конструктивно тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду250 (подающий и обратный), протяженностью 110 п.м. в двухтрубном исчислении, изолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 1,8 метров в непроходном железобетонном лотковом канале. На сегодняшний день сеть выработала свой ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

Ду100 и Ду80 от ТК-103 до ТК-105 — проложена от котельной №3 (ТК-1) до ТК-5 с ответвлениями к домам №№ 18, 20, 22 по ул. Центральная и №№ 2а и 2б по ул. Володарского. Конструктивно магистральная тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду100 (подающий и обратный), протяженностью 80 п.м., и Ду80 (подающий и обратный), протяженностью 400 п.м., заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 1,8 метров в непроходном железобетонном лотковом канале. На сегодняшний день сеть выработала свой ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

Ду150 от ТК-138 до ТК-140 - проложена от ул. Тверская, 15 до ул. Тверская, 27 и входит в систему теплоснабжения от котельной №3. Конструктивно магистральная тепловая сеть представляет два стальных трубопровода Ду150 (подающий и обратный), протяженностью 214 п.м., заизолированных минераловатной теплоизоляцией. Сеть проложена в земле на глубине от 1,5 до 1,8 метров в непроходном железобетонном лотковом канале. На сегодняшний день сеть выработала свой ресурс, наружная поверхность сети в крайне неудовлетворительном состоянии из-за коррозии, повышенные тепловые потери.

3. Внутриквартальные сети отопления и ГВС.

3.1. Внутриквартальные сети отопления и ГВС (Ду-200) от ЦТП-3 до ТК-27 микрорайона 5— проложены от ЦТП-3 (через ул. Энтузиастов вдоль ул. Школьной) до ТК-27 района Большая Волга, введены в эксплуатацию в 1989г. Конструктивно сеть представляет из себя четыре стальных трубопровода (два для системы отопления и два для системы ГВС) изолированных минераловатной теплоизоляцией. Проложены в непроходных железобетонных каналах на глубине до 1,5 метров, протяженность сетей 120 п.м. в четырехтрубном исчислении. Потери тепловой энергии через изоляцию в этих сетях составляют более 330 Гкал/год. Основная причина неудовлетворительного состояния этих трубопроводов заключается в интенсивной коррозии внутренней поверхности трубопроводов ГВС. Свищи на них и парение в каналах ведут к намоканию изоляции и наружной коррозии трубопроводов отопления. В 2007 году были заменены на полиэтиленовые (с бесканальной прокладкой и в ППУ изоляции) участки ответвлений трубопроводов ГВС к жилым домам, а участки общих подающих и обратных трубопроводов ГВС остались. Из-за большого диаметра

трубопроводов ГВС (максимальный наружный диаметр производимых в то время полиэтиленовых трубопроводов составлял 160 мм) и необходимости совместной перекладки трубопроводов отопления и ГВС. В связи с тем, что теплоизоляция минераловатная, помимо внутренней (нормативной) коррозии происходит интенсивная наружная коррозия. Это приводит к образованию свищей и повышенной аварийности на данном участке сетей. Тепловая сеть и сеть ГВС на данном участке в течение 2006-2009 г.г. неоднократно ремонтировались путем заваривания свищей и установки хомутов.

3.2. Сети ГВС микрорайона 1-2 (Ду159 - 115,36м; Ду113 - 40,32м; Ду88,5 - 155,64м; Ду75,5 - 19,44м) проложены от ЦТП-4 к школе № 11 района Большая Волга. Конструктивно сети представляет из себя два стальных трубопровода заизолированных минераловатной теплоизоляцией, проложены в непроходных железобетонных лотковых каналах на глубине от 1,5 до 2 метров.

В связи с тем, что теплоизоляция минераловатная, помимо внутренней (нормативной) коррозии происходит интенсивная наружная коррозия. Это приводит к образованию свищей и повышенной аварийности на данном участке сетей сеть ГВС неоднократно ремонтировалась путем заваривания и установки хомутов. Нарушение благоустройства территории в зонах расположения сетей ГВС.

3.3. Сети отопления от ЦТП-5 до ТК-99 (Ду150 - 246 м, Ду80 — 129,5 м) по ул. Правды района Большая Волга проложены в непроходных железобетонных лотковых каналах на глубине от 1,5 до 2 метров. Конструктивно сеть представляет из себя два стальных трубопровода, заизолированных минераловатной теплоизоляцией.

4. Монтаж тепловой сети (перемычки) от ТК-44 до павильона задвижек района Большая Волга.

Монтаж тепловой сети Ду 300 – перемычки от ТК-44 до павильона задвижек (ТК-99) – необходим для и улучшения гидравлического режима тепловых сетей Ду300 и Ду500. позволит повысить надежность системы теплоснабжения микрорайона 1-2, уменьшить тепловые потери через тепловую изоляцию в существующей тепловой сети на 569 Гкал в год, улучшить гидравлический режим системы теплоснабжения микрорайона. Дополнительно появляется возможность отключения участков тепловых сетей для ремонтов при подготовке к работе в отопительный период без отключения горячего водоснабжения.

3.3.2. Предлагаемые мероприятия:

1. Тепловая сеть Ду-600 от ЦРП до ТК-1.

В связи с тем, что магистральная тепловая сеть проложена под благоустроенной территорией, расположенной в центральной части города, в жилом микрорайоне, вблизи автомобильных дорог с интенсивным движением

автотранспорта, а также учитывая большой объем и длительность проведения работ по капитальному ремонту, принято техническое решение:

- во избежание необходимости отключения потребителей на время выполнения работ по капитальному ремонту тепловой сети, минимизации затрат на восстановление нарушенного благоустройства и на проведение мероприятий по обеспечению безопасности при проведении работ на территории действующего рынка, произвести вынос тепловой сети. Выполнить монтаж новой сети на участке от ЦРП до ТК-1, протяженностью 205 п.м., в двухтрубном исчислении вне благоустроенной территории, свободной от построек. Трубы использовать в ППУ изоляции с СОДК. Протяженность сетей уменьшится с 261 п. м. до 205 п.м.

2. Магистральные тепловые сети.

Замена магистральных тепловых сетей с канальной прокладкой и с изоляцией из минеральной ваты на предизолированные стальные трубопроводы бесканальной прокладки в ППУ изоляции.

3. Внутриквартальные сети отопления и ГВС.

Замена внутриквартальных тепловых сетей с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки.

Замена внутриквартальных стальных трубопроводов сетей ГВС канальной прокладки на полиэтиленовые предизолированные с бесканальной прокладкой.

4. Монтаж тепловой сети (перемычки) от ТК-44 до павильона задвижек

Монтаж тепловой сети Ду 200 – перемычки от ТК-44 до павильона задвижек (ТК-99) – позволит повысить надежность системы теплоснабжения микрорайона 1-2, уменьшить тепловые потери через тепловую изоляцию в существующей тепловой сети на 569 Гкал в год, улучшить гидравлический режим системы теплоснабжения микрорайона. Дополнительно появляется возможность отключения участков тепловых сетей для ремонтов при подготовке к работе в отопительный период без отключения горячего водоснабжения.

3.3.3. Ожидаемые результаты.

Восстановление эксплуатационных свойств теплосетей и сетей ГВС с целью повышения надежности и безопасности их функционирования для обеспечения бесперебойного теплоснабжения района Большая Волга, уменьшение тепловых потерь при транспортировке теплоносителя за счет улучшения эксплуатационных свойств теплоизоляции на трубопроводах и снижения утечек теплоносителя.

3.4. Центральные Тепловые Пункты.

3.4.1. Характеристика проблем:

Центральные тепловые пункты №1 и № 2 (ЦТП-1, ЦТП-2) введены в эксплуатацию в 1984 году. ЦТП-3 введен в эксплуатацию в 1989 году. ЦТП-4 введен в эксплуатацию в 1994 году. Центральный тепловой пункт №5 (ЦТП-5) введен в эксплуатацию в 1997 году.

ЦТП-1 и ЦТП-2 предназначены для теплоснабжения, горячего водоснабжения потребителей (двух групп 14-этажных жилых домов), расположенных в микрорайоне №1-2, №3-4. ЦТП-5 предназначен для теплоснабжения, горячего водоснабжения потребителей, расположенных в квартале №25 района Большая Волга. ЦТП-3 и ЦТП-4 предназначены для горячего водоснабжения потребителей, расположенных в микрорайонах №1-2 и №5 района Большая Волга.

ЦТП оборудованы следующими блоками:

- 1) Блок теплового узла с подогревателем горячего водоснабжения.
- 2) Блок циркуляционных насосов горячего водоснабжения.
- 3) Блок подогревателя отопления с циркуляционными и подпиточными насосами.

Теплообменники, установленные в ЦТП – кожухотрубные.

В настоящее время оборудование, установленное в ЦТП физически и морально устарело и не соответствует требованиям поставки качественных коммунальных ресурсов для потребителей, зачастую невозможно поддержание требуемых давления и температуры в сетях горячего водоснабжения.

Электродвигатели насосов работают с постоянной мощностью независимо от требуемой нагрузки, что приводит к нерациональному использованию электроэнергии. Кожухотрубные подогреватели имеют большие отложения и, несмотря на постоянное проведение их ремонта и промывок, КПД данных теплообменников составляет не более чем 50% от паспортной мощности.

3.4.2. Предлагаемые мероприятия:

- заменить кожухотрубные подогреватели на пластинчатые;
- применить автоматическую систему регулирования горячего водоснабжения, предусматривающую поддержание нагреваемой воды в пределах 60-75°C;
- заменить насосное оборудование с установкой частотно-регулирующих приводов;
- во избежании повышения давления в местных системах горячего водоснабжения более 60 м.вд.ст. - предусмотреть установку регулирующей арматуры.
- на подающей линии теплосети предусмотреть установку регулятора расхода.

3.4.3. Ожидаемый результат:

- повышение надежности и качества оказываемых коммунальных услуг для потребителей тепла и воды микрорайона 1-2, 3-4 и квартала 25 района Большая Волга;

- увеличение срока службы оборудования за счет поддержания постоянного давления в сетях горячего и холодного водоснабжения;
- экономия электроэнергии, затрачиваемой на передачу тепла и воды до 20%.

3.5. Система контроля параметров тепловой энергии.

3.5.1. Характеристика проблем:

1. Несвоевременное определение отклонения от заданных параметров теплоносителя систем отопления и ГВС, поступающего от потребителей в систему центрального теплоснабжения зачастую приводит к перегреву температуры теплоносителя обратной линии теплоснабжения и как следствие вынужденное снижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе.

2. Часть жилых домов не оборудована общедомовыми приборами учета тепловой энергии и теплоносителя.

3.5.2. Предлагаемые мероприятия:

- установка в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» ОАО «ЭНЕРГОТЕН» общедомовых узлов учета на системах отопления и горячего водоснабжения многоквартирных жилых домов.

3.5.3. Ожидаемые результаты:

- учет фактического потребления тепловой энергии и теплоносителя потребителями, в т.ч. собственниками помещений в многоквартирных домах.

4. Финансовые средства, необходимые для реализации программы и их источники.

Общая сумма инвестиций, необходимых для реализации данной программы, составляет 132 230 тыс.руб.

Источником финансирования мероприятий указанных в п.п. 1.1, 1.2, 1.3, 1.5, 1.8, 2.1, 2.2, 2.10 Приложения № 3 является инвестиционная программа ОАО «ЭНЕРГОТЕН» в сфере теплоснабжения на 2011 – 2018г.г. Общая стоимость данных работ составляет 97 750 тыс.руб.

Таблица 1.13.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Расходы на реализацию инвестиционной программы (тыс. руб без НДС)								Всего
			по годам реализации инвестпрограммы								
			2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	
1.	Собственные средства:	тыс.руб.	5789,7	5724,3	5523,3	10453,0	10338,3	10059,2	10642,2	11615,7	70145,7
1.1.	прибыль, направленная на инвестиции	тыс.руб.	5789,7	5724,3	3040,1	7997,3	8000,0	7650,0	8200,0	9162,7	55564,1
1.2.	амортизационные отчисления	тыс.руб.	0	0	2483,2	2455,7	2338,3	2409,2	2442,20	2453,00	14581,6
1.3.	средства, полученные за счет платы за подключение	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4.	прочие собственные средства, в т.ч. средства от эмиссии ценных бумаг	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	Привлеченные средства:	тыс.руб.	0	0	8042,0	2295,1	3446,2	4311,2	4561,0	4978,1	27633,6
2.1.	кредиты	тыс.руб.	0	0	8042,0	0	0	0	0	0	8042,0
2.2.	засменные средства	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3.	прочие привлеченные средства	тыс.руб.	0	0	0	2295,1	3446,20	4311,20	4561,0	4978,1	19591,6
2.4.	Доля заемных средств в общем объеме финансирования капитальных вложений	%	0	0	0	18	25	30	30	30	
3.	Бюджетное финансирование	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Прочие источники финансирования, в т.ч. лизинг	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего затрат	тыс.руб.	5789,7	5724,3	13565,3	12748,1	13784,5	14370,4	15203,2	16593,8	97779,3

Мероприятия по п. 4.1. в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 года № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической

эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" реализованы в 2013 году с использованием заемных средств. Общая стоимость данных работ (п. 4.1) составила 8 040 тыс.руб.

В 2016 – 2018 г.г. для реализации мероприятий по п.п. 1.1, 2.1, 3.3 также планируется привлекать заемные средства, общая стоимость работ составляет 13 850 тыс.руб.

Для финансирования мероприятий по п.п. 1.4; 1.6; 1.7; 2.6; 2.7; 2.9; 3.1 предприятие планирует использовать средства на капитальный ремонт, закладываемые в тариф на тепловую энергию и частично привлекать прочие средства, включая бюджетное финансирование. Общая стоимость работ составляет 21 300 тыс.руб.

Источником финансирования мероприятия по п. 1.2 являются собственные средства предприятия. Общая стоимость работ составляет 5 485 тыс.руб.

5. Оценка эффекта от внедрения и окупаемости предложений.

Расчет коэффициента финансовой устойчивости, коэффициента финансовой независимости и коэффициента финансирования показал удовлетворительное финансовое состояние Предприятия. Рост данных коэффициентов по сравнению с началом года свидетельствует об улучшении финансового состояния Предприятия. Увеличение коэффициента финансовой независимости на 0,03 указывает на рост удельного веса собственных средств в общей сумме источников финансирования. Рост коэффициента финансовой устойчивости на 0,04 свидетельствует об увеличении части актива, финансируемого за счет устойчивых источников. Данный коэффициент соответствует оптимальному значению (0,8-0,9). Коэффициент финансирования увеличился на 0,42 и выше оптимального (1,0 и выше). Он указывает на то, что происходит увеличение финансирования деятельности Предприятия за счет собственных средств.

6. Организация управления настоящей Программой.

Управление реализацией настоящей Программы осуществляет ОАО «ЭНЕРГОТЕН».

В рамках выполнения настоящей Программы ОАО «ЭНЕРГОТЕН» осуществляет следующие функции:

- координацию деятельности застройщика, проектных, строительных организаций, участвующих в строительстве объектов на территории Большая Волга;
- организует и проводит мониторинг по отбору проектных, строительных и научно-исследовательских организаций для участия в реализации мероприятий настоящей Программы;
- осуществляет контроль за реализацией настоящей Программы.

Выполнение настоящей Программы осуществляется собственными силами предприятия, привлекаемыми проектными и строительными организациями. Перечень объектов технического перевооружения может уточняться на основании утвержденной в установленном порядке проектной документации и заключений государственной вневедомственной экспертизы с учетом объемов капитальных вложений, предусмотренных на соответствующий финансовый год.

Стимулирование работы персонала предприятия по реализации Программы проводится через механизм ключевых показателей результативности в соответствии с Положением об оплате труда в Открытом акционерном обществе «ЭНЕРГИЯ-ТЕНЗОР».

7. Контроль за реализацией настоящей Программы.

Контроль за реализацией настоящей Программы осуществляется руководством ОАО «ЭНЕРГОТЕН», администрацией города, органами Ростехнадзора.

Отчет о реализации настоящей Программы представляется в администрацию города ежемесячно. В надзорные, регулирующие органы - по запросу.

Генеральный директор



Сирош А.А.

Генеральный директор
ОАО «ЭНЕРГОТЕН»
 (должность)
 Сирош А.А.
 (ф.и.о.)
 _____ 2015 г.



ПАСПОРТ
 ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
Открытого акционерного общества «ЭНЕРГИЯ-ТЕНЗОР»
 на 2011 - 2018 годы

Основание для разработки		Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о									
Почтовый адрес		141980 Московская обл. г. Дубна ул. Промышленная д.6									
Ответственный за формирование		Заместитель главного инженера – начальник ПТО Барашков Александр Петрович т. (49621) 2-79-48 доб. 480									
Даты начала и окончания действия		2011-2018 г.г.									
Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)							
	всего	в т.ч. капитальные		При осуществлении регулируемого вида				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч.			
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в	
т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды		
2010				41402	124,24			41402	124,24		
2011	6,0	5,8	95,73%	39653	142,15	3,72515	0,031	39653	142,15	3,72515	0,031
2012	8,9	5,7	64,15%	39670	161,30	14,47	0,13	39670	161,30	14,47	0,13
2013	13,6	13,6	100,00%	43277	200,65	39,26	0,35	43277	200,65	39,26	0,35
2014	18,2	12,7	70,16%	75131	343,08	60,92	0,60	75131	343,08	60,92	0,60
2015	19,6	13,8	70,26%	73599	368,59	133,13	1,49	73599	368,59	133,13	1,49
2016	20,1	14,4	71,53%	71559	389,74	217,21	2,41	71559	389,74	217,21	2,41
2017	22,3	15,2	68,30%	71559	389,74	305,01	3,38	71559	389,74	305,01	3,38
2018	23,5	16,6	70,63%	71521	389,74	382,10	3,77	71521	389,74	382,10	3,77
ВСЕГО	132,2	97,8	73,98%	485968	2384,98	1155,84	12,15	485968	2384,98	1155,84	12,15

СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
 Зам. главного инженера
 Нач. экономического отдела



Прохоров Ю.А.
 Барашков А.П.
 Левицкая Л.В.

**ЦЕЛЕВЫЕ И ПРОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ОАО "ЭНЕРГОТЕН"
на 2011-2018 г.г.**

N п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели	2010 г.	Плановые значения целевых показателей по годам							
						2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Целевые показатели												
1.1.	Экономия электрической энергии	тыс. кВтч			0	21	84	84	107,6	226,3	378,8	409,5	478,5
1.2.	Экономия тепловой энергии	Гкал			0	26,05	58,65	104,35	200,7	417,87	649,12	1093,17	1347,67
1.3.	Экономия газа	куб. м			0	3297	7424	13209	25405	52895	82167	138376	170591
1.4.	Экономия воды	куб. м			0	46	92	330	4012	14980	15108	15501	15860
1.5.	Экономия нефтепродуктов*	т			0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.6.	Изменение удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии от теплоисточника	кг у.т./Гкал		163,5	170,0	169,9	169,9	169,8	169,9	166,3	166,1	166,0	165,9
1.7.	Изменение удельного расхода электроэнергии на выработку и передачу тепловой энергии от теплоисточника	кВтч/Гкал		23,1	37,99	37,15	37,13	35,26	28,68	28,68	28,72	28,72	28,72
1.8.	Изменение удельного расхода электроэнергии на транспортировку тепловой энергии по сетям	кВтч/Гкал		19,3	26,59	26,00	25,99	24,68	20,08	20,08	20,10	20,10	20,10
1.9.	Изменение удельного расхода воды на производство тепловой энергии	куб. м/Гкал		0,34	0,71	0,71	0,71	0,71	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95
1.10	Изменение величины потерь тепловой энергии при её передаче	% к отпуску в сеть		10,00%	10,46%	10,22%	9,71%	11,73%	11,71%	11,65%	12,31%	12,20%	12,14%
2	Прочие показатели												
2.1.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей			0	0,667	0,524	0,555	0,453	0,444	0,431	0,418	0,391	0,378
2.2.	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3.	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети			1,76	1,76	1,76	2,49	2,75	2,26	2,22	2,22	2,20	2,19

* - не планируются работа на резервном топливе (мазут, дизельное топливо), мероприятия по энергоэффективности работы автотранспорта и спецтехники

Главный инженер
Зам. главного инженера



Прохоров Ю.А.
Барашков А.П.

N п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы										ед. измерения	всего по годам экономия в указанной размерности	Плановые численные значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой													
		сл. измерения	всего	2011 г.		2012 г.		2013 г.		2014 г.				2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.							
				численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.			численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.							
1. Замена и техническое перевооружение котельного оборудования																											
1.1.	Замена котлоагрегата ДКВР-20-13 №2 (замена котла с экономайзером, горелочным устройством, вентомателным оборудованием, АСУ тепловыми процессами на базе микропроцессорной техники, узлов учета расхода энергоресурсов) на котельной №1.	%	100	16,5	0	0	16,5	0	15	15	37	млн. руб.	0,153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1.2.	Реконструкция реангентного хозяйства на котельной №1.	%	100	0	0	21	79	0	0	0	0	млн. руб.	1,19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5 тыс. м³ воды	0	0,07	14 тыс. м³ воды	
1.3.	Реконструкция узла подпитки с заменой насосов и установкой преобразователей частоты вращения на электродвигатели подпиточных насосов на котельной №1.	%	100	0	0	0	100	0	0	0	0	млн. руб.	1,071	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21 тыс. кВтч	7,02	0,063	84 тыс. кВтч	
1.4.	Замена питательных насосов совместно с питательными трубопроводами на котельной №1.	%	100	19	19	0	0	0	62	0	0	млн. руб.	1,633	0	0	0	21 тыс. кВтч	7,02	0,063	84 тыс. кВтч	28,08	0,252	84 тыс. кВтч	28,08	0,252	84 тыс. кВтч	
1.5.	Замена сетевого насоса с установкой преобразователя частоты вращения на электродвигатели сетевого насоса на котельной №1.	%	100	0	0	0	0	100	0	0	0	млн. руб.	2,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45 тыс. кВтч	
1.6.	Замена деаэратора на котельной №3	%	100	0	0	0	0	0	0	100	0	млн. руб.	0,018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.7.	Замена теплообменников сетевой воды на котельной №3	%	100	0	0	0	0	0	100	0	0	млн. руб.	0,231	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.8.	Реконструкция системы электроснабжения левобережной котельной г. Дубна (создание поперечных электрических связей с монтажом РУ между низкими сторонами ТП-2 и ТП-24 котельной №3)	%	100	0	0	0	0	100	0	0	0	млн. руб.	0,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,8 тыс. кВтч 6,5 Гкал	
2. Реконструкция и замена теплосетей и сетей ГВС.																											
2.1.	Вынос т/сети Ду-600 из-под территории рынка от ЦТП до ТК-1 района Большая Волга.	%	100	0	0	50,3	49,7	0	0	0	0	млн. руб.	0,999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49,2 Гкал; 57 м³ воды	7,04	0,059	196,97 Гкал; 228 м³ воды	
2.2.	Замена внутриквартальных тепловых сетей и сетей ГВС с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки от ЦТП-3 до ТК-27 (вдоль ул. Школьная) в районе Большая Волга.	%	100	9,7	83,7	6,6	0	0	0	0	0	млн. руб.	0,806	26,05 Гкал; 46 м³ воды	3,73	0,031	52,1 Гкал; 92 м³ воды	7,45	0,062	78,15 Гкал; 138 м³ воды	11,18	0,093	104,2 Гкал; 184 м³ воды	14,90	0,124	104,2 Гкал; 184 м³ воды	
2.3.	Замена внутриквартальных тепловых сетей и сетей ГВС с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки от замена тепловых сетей от ТК-60 до ТК-99 (от ЦТП-5 до пр. Боголюбова д.30) в районе Большая Волга.	%	100	0	0	0	100	0	0	0	0	млн. руб.	0,098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,8 Гкал; 23 м³ воды	0,69	0,006	19 Гкал; 92 м³ воды	
2.4.	Замена внутриквартальных тепловых сетей и сетей ГВС с канальной прокладкой на предизолированные от ТК-103, ТК-104, ТК-105 к домам №№18, 20, 22 по ул. Центральная и к домам №№2А, 2Б по ул. Володарского в левобережном районе.	%	100	0	0	0	100	0	0	0	0	млн. руб.	0,187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,3 Гкал; 31 м³ воды	1,33	0,011	37 Гкал; 156 м³ воды	
2.5.	Замена внутриквартальных тепловых сетей и сетей ГВС с канальной прокладкой на предизолированные от ул. Тверская, 15 – ТК-138-ТК-139-ТК-140 – до ул. Тверская, 196, 25, 27 в левобережном районе.	%	100	0	0	0	100	0	0	0	0	млн. руб.	0,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 Гкал; 11 м³ воды	1,00	0,008	28 Гкал; 72 м³ воды	
2.6.	Замена магистральных тепловых сетей с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки: Ду300 – от компенсатора перед ТК2* до ТК3 к зданию АТС района Большая Волга	%	100	0	0	0	0	0	0	29,8	70,2	млн. руб.	0,125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.7.	Замена магистральных тепловых сетей с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки: Ду200 – от ТК14а до УП1 по ул. Энтузиастов к СК «Руслаю» района Большая Волга	%	100	0	0	0	0	0	0	100	0	млн. руб.	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.8.	Замена магистральных тепловых сетей с канальной прокладкой на предизолированные трубопроводы бесканальной прокладки: Ду250 и Ду100 – от котельной №2 (ТК-1) до ТК 4 района Александровка.	%	100	0	0	0	0	100	0	0	0	млн. руб.	0,159	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,3 Гкал; 21 м³ воды	
2.9.	Замена внутриквартальных стальных сетей ГВС на неметаллические предизолированные от ЦТП-4 к школе №11 района Большая Волга.	%	100	0	0	0	0	0	0	0	100	млн. руб.	0,006	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.10.	Монтаж тепловой сети (перемычки) от ТК-44 до павильона задвижек района Большая Волга.	%	100	0	0	0	0	0	100	0	0	млн. руб.	2,1746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Снижение потребления эл. энергии на производство и передачу ресурсов.																											
3.1.	Капитальный ремонт технологического оборудования ЦТП-1.	%	100	0	0	0	0	46,8	53,2	20	0	млн. руб.	0,109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.	Капитальный ремонт технологического оборудования ЦТП-2.	%	100	0	85,6	0	14,4	0	0	0	0	млн. руб.	0,136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,6 тыс. кВтч 14 м³ воды	0,87	0,008	10,5 тыс. кВтч 56 м³ воды	
3.3.	Реконструкция технологического оборудования ЦТП-5 с установкой узлов учета и регулирования тепла и теплоносителя, частотнорегулируемых приводов для эл. двигателей насосов ГВС и ХВС, заменой кожухотрубных водопогревателей на пластинчатые теплообменники.	%	100	0	0	0	0	39	61	0	0	млн. руб.	0,252	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Установка узлов учета тепловой энергии.																											
4.1.	Установка узлов учета потребителей тепловой энергии и теплоносителя на системах отопления и ГВС МКД	%	100	0	0	100	0	0	0	0	0	млн. руб.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Главный инженер

Зам. главного инженера



Прохоров Ю.А.

Барашков А.П.

ПЕРЕЧЕНЬ
ОБЪЕКТОВ, ПО КОТОРЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

по годам действия программы											Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы								Статья затрат	Источник финансирования											
2015 г.		2016 г.			2017 г.			2018 г.			дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.													
численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т. у. т.	численное значение экономии, млн. руб.				28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49
0	0	0	0	0	0	0	0	57,5 туг	57,5	0,153	-	-	-31,6	15	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	16,6	Капитальные вложения	Амортизационные отчисления, прибыль, привлеченные средства										
0	0,28	14 тыс.м ³ воды	0	0,28	14 тыс.м ³ воды	0	0,28	14 тыс.м ³ воды	0	0,28	-	-	-4,3	8	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Прибыль										
28,08	0,252	84тыс.кВтч	28,08	0,252	84тыс.кВтч	28,08	0,252	84тыс.кВтч	28,08	0,252	-	-	-1,2	5	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Земные средства										
28,08	0,252	84тыс.кВтч 5,25 Гкал	28,8	0,26	84тыс.кВтч 21 Гкал	31,08	0,277	84тыс.кВтч 21 Гкал	31,08	0,277	-	-	0,3	5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
15,04	0,18	180тыс.кВтч	60,17	0,72	180тыс.кВтч	60,17	0,72	180тыс.кВтч	60,17	0,72	-	-	-1,1	5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Земные средства											
0	0		0	0	3 Гкал; 34 м ³ воды	0,43	0,004	12 Гкал; 136 м ³ воды	1,72	0,014	-	-	-1,8	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
0	0	0	0	0	21тыс.кВтч 3,5 Гкал; 21 м ³ воды	7,52	0,046	42тыс.кВтч 14 Гкал; 84 м ³ воды	16,04	0,185	-	-	-2,1	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
1,87	0,021	11тыс.кВтч 26 Гкал	7,40	0,083	11тыс.кВтч 26 Гкал	7,40	0,083	11тыс.кВтч 26 Гкал	7,40	0,083	-	-	-10,1	15	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Прибыль, амортизационные отчисления											
28,17	0,235	196,97 Гкал; 228 м ³ воды	28,17	0,235	196,97 Гкал; 228 м ³ воды	28,17	0,235	196,97 Гкал; 228 м ³ воды	28,17	0,235	-	-	-9,1	30	0,0	0,0	5,1	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Прибыль, амортизационные отчисления										
14,90	0,124	104,2 Гкал; 184 м ³ воды	14,90	0,124	104,2 Гкал; 184 м ³ воды	14,90	0,124	104,2 Гкал; 184 куб. м. воды	14,90	0,124	-	-	-6,0	30	0,7	5,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Прибыль, амортизационные отчисления										
2,72	0,023	19 Гкал; 92 м ³ воды	2,72	0,023	19 Гкал; 92 м ³ воды	2,72	0,023	19 Гкал; 92 м ³ воды	2,72	0,023	-	-	-2,7	30	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
5,29	0,044	37 Гкал; 156 м ³ воды	5,29	0,044	37 Гкал; 156 м ³ воды	5,29	0,044	37 Гкал; 156 м ³ воды	5,29	0,044	-	-	-1,1	30	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
4,00	0,033	28 Гкал; 72 м ³ воды	4,00	0,033	28 Гкал; 72 м ³ воды	4,00	0,033	28 Гкал; 72 м ³ воды	4,00	0,033	-	-	-0,7	30	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
0	0		0	0	21 Гкал; 18 м ³ воды	3,00	0,025	84,1 Гкал; 92 м ³ воды	12,03	0,1	-	-	-4,6	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	3,3	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
0	0	5,5 Гкал; 19 м ³ воды	0,79	0,006	21,8 Гкал; 104 м ³ воды	3,12	0,022	21,8 Гкал; 104 м ³ воды	3,12	0,022	-	-	-2,1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
1,47	0,012	41 Гкал; 109 м ³ воды	5,86	0,049	41 Гкал; 109 м ³ воды	5,86	0,049	41 Гкал; 109 м ³ воды	5,86	0,049	-	-	-3,0	30	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
0	0	0	0	0	0	0	0	5,3 Гкал; 19 м ³ воды	0,76	0,006	-	-	-3,6	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
0	0	160 Гкал	22,88	0,24	569 Гкал	81,37	0,967	569 Гкал	81,37	0,967	-	-	-8,9	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Амортизационные отчисления, прибыль,											
0	0	4,5тыс.кВтч 32 м ³ воды	1,50	0,001	18тыс.кВтч 118 м ³ воды	6,02	0,054	18тыс.кВтч 118 м ³ воды	6,02	0,054	-	-	-6,6	7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	3,0	1,1	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ											
3,51	0,032	10,5тыс.кВтч 56 м ³ воды	3,51	0,032	10,5тыс.кВтч 56 м ³ воды	3,51	0,032	10,5тыс.кВтч 56 м ³ воды	3,51	0,032	-	-	-3,3	7	0,0	3,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальный ремонт	Тариф на ТЭ										
0	0	9,3тыс.кВтч 21 м ³ воды	3,11	0,028	37тыс.кВтч 95 м ³ воды	12,37	0,112	37тыс.кВтч 95 м ³ воды	12,37	0,112	-	-	-8,3	7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	5,2	0,0	Капитальные вложения	Земные средства											
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0,0	5	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Капитальные вложения	Земные средства											

ПЕРЕЧЕНЬ
автотранспортной и спецтехники, эксплуатируемой ОАО "ЭНЕРГОТЕН".

№ п/п	Вид транспортных средств (ТС)	Количество ТС, шт.	Грузоподъемность или пассажиропместимость, т/чел.	Вид используемого топлива	2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
					л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб	л	тыс. руб
1	ГАЗ 2705-34	1	5/2	АИ-92	3 883,08	96 457,49	3 883,08	106 103,24	3 883,08	106 103,24	3 883,08	115 748,99	3 883,08	125 394,74	3 883,08	125 394,74	3 883,08	125 394,74	3 883,08	125 394,74
2	PEUGET L 4H2 N	1	1,6/6	ДТ	5 232,86	139 241,92	5 232,86	153 166,11	5 232,86	153 166,11	5 232,86	167 090,30	5 232,86	181 014,49	5 232,86	181 014,49	5 232,86	181 014,49	5 232,86	181 014,49
3	ЗИЛ 45065	1	6/2	А-80	7 083,25	187 606,66	7 083,25	206 367,33	7 083,25	206 367,33	7 083,25	225 127,99	7 083,25	243 888,66	7 083,25	243 888,66	7 083,25	243 888,66	7 083,25	243 888,66
4	ГАЗ 330232	1	1,33/6	АИ-92	6 191,39	159 179,83	6 191,39	175 097,82	6 191,39	175 097,82	6 191,39	191 015,80	6 191,39	206 933,78	6 191,39	206 933,78	6 191,39	206 933,78	6 191,39	206 933,78
5	Экскаватор ЭО 3323	1	0,63/-	ДТ	6 334,02	170 682,27	6 334,02	187 750,50	6 334,02	187 750,50	6 334,02	204 818,73	6 334,02	221 886,95	6 334,02	221 886,95	6 334,02	221 886,95	6 334,02	221 886,95
6	ГАЗ 33021	1	1,3/6	АИ-92	4 297,02	106 290,91	4 297,02	116 920,00	4 297,02	116 920,00	4 297,02	127 549,09	4 297,02	138 178,18	4 297,02	138 178,18	4 297,02	138 178,18	4 297,02	138 178,18
7	Экскаватор ЭО 2626	1	0,25/-	ДТ	2 051,81	54 191,12	2 051,81	59 610,23	2 051,81	59 610,23	2 051,81	65 029,34	2 051,81	70 448,45	2 051,81	70 448,45	2 051,81	70 448,45	2 051,81	70 448,45
8	ГАЗ 3102	1	0,4/4	АИ-95	3 251,29	88 628,02	3 251,29	97 490,82	3 251,29	97 490,82	3 251,29	106 353,62	3 251,29	115 216,42	3 251,29	115 216,42	3 251,29	115 216,42	3 251,29	115 216,42
9	HYUNDAI	1	0,5/4	АИ-95	2 109,71	58 361,71	2 109,71	64 197,88	2 109,71	64 197,88	2 109,71	70 034,05	2 109,71	75 870,22	2 109,71	75 870,22	2 109,71	75 870,22	2 109,71	75 870,22
10	УАЗ У887	1	0,92/6	АИ-92	0,00	0,00	0,00	0,00	3 676,33	102 192,57	4 571,35	138 720,30	4 571,35	150 280,33	4 571,35	150 280,33	4 571,35	150 280,33	4 571,35	150 280,33
11	Компрессор ПКСД	1	-	ДТ	799,53	22 874,51	799,53	25 161,96	799,53	25 161,96	799,53	27 449,41	799,53	29 736,86	799,53	29 736,86	799,53	29 736,86	799,53	29 736,86
12	Дизельная станция АД-16	1	-	ДТ	459,35	12 578,06	459,35	13 835,87	459,35	13 835,87	459,35	15 093,67	459,35	16 351,48	459,35	16 351,48	459,35	16 351,48	459,35	16 351,48
13	Дизельная станция АД-100	1	-	ДТ	230,10	5982,60	230,10	6580,86	230,10	6580,86	230,10	7179,12	230,10	7777,38	230,10	7777,38	230,10	7777,38	230,10	7777,38
14	САГ	1	-	ДТ	553,90	14 363,05	553,90	15 799,35	553,90	15 799,35	553,90	18 959,22	553,90	20 539,16	553,90	20 539,16	553,90	20 539,16	553,90	20 539,16
Всего:					42 477,31	1 116 438,14	42 477,31	1 228 081,96	46 153,64	1 330 274,53	47 048,66	1 480 169,64	47 048,66	1 603 517,11	47 048,66	1 603 517,11	47 048,66	1 603 517,11	47 048,66	1 603 517,11

Зам. главного инженера



Барашков А.П.

**Потребление энергоресурсов административным
зданием ОАО "ЭНЕРГОТЕН", расположенным по
адресу: г. Дубна ул. Промышленная д.6 стр.1**

№ п/п	Наименование энергоресурса	Ед. изм.	Потребление по годам							
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	Тепловая энергия	Гкал	456	456	456	456	456	456	456	456
2	Электроэнергия	тыс.кВтч	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
3	Вода	м ³	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638

Зам. главного инженера



Барашков А.П.