

Котельная №18в

Котельная 18в «Школа», расположена д. Богдановка. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.109. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.109 - Общий вид котельной 18в д. Богдановка.

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления здания школы.

Топливом на котельной является природный газ с низшей теплотой сгорания ≈ 8200 ккал/м³.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме с гидравлической стрелкой. Установлены три газовых водогрейных котла марки THERMONA DUO 50 FT.A. В таблице 1.2.46 представлен перечень основного оборудования котельной 18в «Школа» и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.46 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2 и №3	THERMONA DUO 50 FT.A	шт.	3	2013	Теплопроизводительность	50 kW
2	Насос циркуляции отопления	GRUNDFOS UPS 40-185 F	шт.	1	2013		890W
3	Станция подпитки	SPERONI RSM 4/25	шт.	1	2013		1000W
4	Химия Na-Ca	Pentair 9000	к-т	1	2013		8W
5	Бак запаса воды		шт	1	2013		0,5 м ³
6	Теплосчетчик	ТМК-Н120 № 02709	к-т	1	2013		
7	Программируемый логический контроллер	РС-420	шт	1	2013		
8	Регулятор	РТ 59Х			2013		
9	Измеритель давления	ПРОМА ИДМ	шт	1	2013		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.47.

Таблица 1.2.47 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор ТС220 BK-G16	№132005026 № 30395598	2013
2	Электроэнергия	Меркурий 231АМ-01	150053808-13	2013
3	Счетчик Х/В	СВКМ-15У	6181088 А 17	2017
4	Теплосчетчик	ТС.ТМК-Н120	№02747	2013

Котельная №20м

Котельная 20м, расположена п. Ширинский. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.110. Территория котельной имеет ограждения (железобетонный забор).



Рисунок 1.2.110 - Общий вид котельной 20М п. Ширинский.

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления.

Топливом на котельной является природный газ с низшей теплотой сгорания ≈ 8200 ккал/м³.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлено два газовых водогрейных котла марки ВК-21 (КСВа-2,0). В таблице 1.2.48 представлен перечень основного оборудования котельной 20М и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.111-1.2.112 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.48 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Нормативный срок службы	Основные характеристики	
							Наименование показателя	Величина
1	Котел №1 и №2	ВК-21	шт.	2	2003	15	Теплопроизводительность	2,0 МВт
2	Горелка	ГГС-Б-2,2-1	шт	2	2003	15		2,2 МВт
3	Бак запас воды		шт	1	-	15		1,5 м ³
4	Сетевой насос	КМ 100/65-200	шт.	2	-	10		30 кВт
5	Насос сырой воды	К8/18	шт	2	-	15		1,5 кВт
6	Насос солевой	К8/18	шт	1	-	15		1,5 кВт
7	Насос подпитки	К20/30	шт	2	-	15		4,0 кВт
8	Насос сырой воды (в поле)	К20/30	шт	1	-	15		4,0 кВт
10	Химия Na-Sa	1 ступень	К-т	1	-	10		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.49.

Таблица 1.2.49 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ СГ-ЭКВз-Т1-0,5 -250/1,6	Корректор ЕК-260 СГ16МТ-250-30-С	№50306496 № 5051956	2005
2	Учет э/э	Матрица NP73L.3-7-1	№10750603	2015
3	Теплосчетчик	ТСРВ	№1801674	-
4	Счетчик х/в	ЭКО-50Ф	№ 17 0005883	2017



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КСВ-1,86 (ВК-21)ст.№1
 оборудованного горелками типа ГГС-Б-2,2 - 1 шт.; котельной №20м и.Ширино
 Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^{р}=8030$ ккал/м³, режим работы котла – подогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (% от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			21,14	29,52	39,31
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,39	0,55	0,74
2.	Расход газа	ст.м ³ /ч	57	81	108
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,4		
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,2		
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	53	52	51
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	69	75	81
7.	Расход воды через котёл	т/ч	260		
8.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	300	400	500
9.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	10	13	18
10.	Разрежение в топке	кгс/м ²	5	5	5
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	176,3	188,9	192,3
12.	Содержание O ₂ в уходящих газах	%	8,8	7,0	3,7
13.	Содержание CO ₂ в уходящих газах	%	6,8	7,9	9,7
14.	Содержание CO в уходящих газах	%	0	0	0
15.	Избыток воздуха за котлом		1,64	1,45	1,19
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,86	10,07	9,83
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,34	5,83	5,87
18.	Потери тепла с химнедожегом	%	0	0	0
19.	КПД котла (брутто)	%	83,8	84,1	84,3
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	170,47	169,87	169,46
21.	Содержание окислов азота (NOx)	ppm	104	111	114

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)
 СПЕЦМОНИТОРИНГ

Рисунок 1.2.111 - Режимная карта котел №1 КСВа-1,86 (ВК-21)



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КСВ-1,86 (ВК-21) ет. №2
 оборудованного горелками типа ГГС-Б-2,2 - 1 шт.; котельной №20м п.Ширино
 Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8030$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (% от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			31,88	55,69	63,88
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,51	0,89	1,02
2.	Расход газа	ст.м ³ /ч	75	130	149
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,4		
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,2		
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	40	40	40
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	50	58	60
7.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
8.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	500	1200	1900
9.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	44	60	78
10.	Давление в топке	кгс/м ²	30+40		
11.	Разрежение за котлом	кгс/м ²	1,5+2,0		
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	109	124	141
12.	Содержание O ₂ в уходящих газах	%	8,3	4,1	3,5
13.	Содержание CO ₂ в уходящих газах	%	7,1	9,5	9,8
14.	Содержание CO в уходящих газах	%	0	0	0
15.	Избыток воздуха за котлом		1,58	1,22	1,18
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,89	9,55	10,2
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,41	6,25	5,70
18.	Потери тепла с химнедожегом	%	0	0	0
19.	КПД котла (брутто)	%	83,7	84,2	84,1
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/ Гкал	170,68	169,66	169,87
21.	Содержание окислов азота (NOx)	ppm	172	161	141

СОГЛАСОВАНО: СОСТАВИЛ:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
предприятие ООО «ККС» предприятие производственной компании ЗАО «СМБ»

(Стрельников А.А.) *(Бережной И.Д.)*

СПЕЦМОНТАЖПЛАДБА

Рисунок 1.2.112 - Режимная карта котел №2 КСВа-1,86 (ВК-21)

Котельная №20а

Котельная 20а 2эт дом, расположена д. Шишлово. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.113. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.113 - Общий вид котельной 20а 2эт дом д. Шишлово.

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления 2-х этажный дом.

Топливом на котельной является природный газ с низшей теплотой сгорания ≈ 8200 ккал/м³.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены два газовых водогрейных котла марки Хопер 100 и ROSSEN RSA 100. В таблице 1.2.50 представлен перечень основного оборудования котельной 20а 2эт дом и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.50 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №2	ROSSEN RSA 100	шт.	1	2010		93 kW
2	Сетевой насос	GRUNDFOS UPS 32-120 F	шт.	1			380 W
3	Теплосчетчик	ТМК-Н120	шт	1	-		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.51.

Таблица 1.2.51 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор ТС210 ВК-Г16	№60103815 № 22845157	2006

Котельная №20в

Котельная 20в, расположена д. Озерки. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.114. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.114 - Общий вид котельной 20в, д. Озерки.

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления.

Топливом на котельной является природный газ с низшей теплотой сгорания ≈ 8200 ккал/м³.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлен газовый водогрейный котел марки SIBERIA АОГВ- 17,4-3. В таблице 1.2.52 представлен перечень основного оборудования котельной 20в и его краткие характеристики

Таблица 1.2.52 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во.	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1	SIBERIA АОГВ-17,4-3	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	17.4 kW
2	Сетевой насос	GRUNDFOS 32-120F	шт.	1	-		380 W
3	Сетевой насос	К8/18	шт	1			2,1

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.53.

Таблица 1.2.53 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ СГ-ТК1-Д-40 №3808076	Корректор ТС210 ВК-G25	№80108047 № 252558719	2008
2	Учет э/э	ПСЧ-3А.05.2	10019748	2007

Котельная №21м

Котельная №21м расположена по адресу: г. Новомосковск, мкр. Сокольники, ул. Островского, 19Б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.115. Территория котельной не имеет ограждение.



Рисунок 1.2.115 - Общий вид территории котельной № 21м

Тепловая схема котельной выполнена по двухконтурной схеме теплоснабжения потребителя.

В схеме предусмотрена автоматическая система регулирования температуры нагрева воды, которая отслеживает и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлические потоки через контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой температурой воды; Система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дает существенную экономию электроэнергии.

В таблице 1.2.54 представлен перечень основного - оборудования котельной № 21 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.116 -1.2.118 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.54 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2	Polykraft Duoterm-2500	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	2500 кВт
2	Горелка №1, №2	POLYGAS 3000M	шт.	2	2013	Теплопроизводительность	650-3100 кВт
3	Котел №3	Polykraft Duoterm-2000	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	2000 кВт
4	Горелка № 3	POLYGAS 3000M	шт.	1	2013	Теплопроизводительность	650-3100 кВт
5	Сетевой насос	WILO BIL80/165-22/2	шт.	3	2015	Мощность Пр-тельность	22 кВт, 2900об/мин 19,4 А

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
6	Насос рециркуляции	WILO IPL65/130-0,55/4	шт.	3	2015	Мощность	0,55 кВт, 1450об/мин
7	Насос котлового контура №1,2	WILO BIL80/145-11/2	шт.	2	2015	Мощность	11 кВт, 2900об/мин 19,4 А
	Насосы подпитки	WILO HELIX V2203-3/16/E/RS/400-50	шт	2	2015	Мощность	4 кВт, 2905об/мин 13,5 А
8	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	PARK TANKS B18065GB 18x65	Компл.	1	2014	Производительность	
9	Теплообменник отопления	РИДАН НН тип 62	шт.	3	2015	-	3011000 кКал/час
10	Дымовые трубы	Одно стальная	шт.	3	2017	Высота/диаметр	15 м, 2-0,55 м, 1-0,5
11	Бак запаса исходной воды	Сталь, изовер	шт.	1	2017	Объем	40,0 м³
12	Комплексон	КОМПАКТ DTR-200	шт.	1	2014	Мощность	
13	ПЧВ ОВЕН	ПЧВ-103-400-В	шт	2	2014		4,0 кВт, 9,0 А

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.55.

Таблица 1.2.55 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор объема газа ЕК270 RVG G250	15120934 15072702	2015 2015
2	Подпиточная вода	АРАТОР ВСХНД-40	-	-
3	Счетчик газа котловой	СГ16МТ-250-Р	4091365/ 5020130/ 4121744	2015



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

06/20/19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип DUOTHERM-2500 (зав.№ 2500151327) №1 котельной №21м
Восточного филиала ООО «ККС»

вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)	
			1	2
			30,3	90,3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,65	1,94
2.	Расход топлива	м ³ /ч	90	270
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,1 – 4,2	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,0 – 4,1	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	48	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	57	73
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50	
9.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	кПа	35	33
10.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	кПа	2	2
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	61,1	136,1
12.	Разрежение за котлом	Па	20 - 30	20 - 30
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,4	5,2
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,8	8,9
15.	Избыток воздуха за котлом	α	1,34	1,3
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	7,265	8,847
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	3,65	2,55
18.	КПД котла (брутто)	%	89,085	88,603
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	160,36	161,23
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	60	66

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.


(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по наладке и испытаниям Березной И.Д.


(Березной И.Д.)



Рисунок 1.2.116 - Режимная карта котла № 1



УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»
Савкин В.Н.
20/09/2022 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип DUOTHERM-2500 (зав.№ 2500151326) №2 котельной №21м
Восточного филиала ООО «ККС»
вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)	
			1	2
			33,4	92,8
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,72	2
2.	Расход топлива	м ³ /ч	100	279
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,1 – 4,2	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,0 – 4,1	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	55	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	64	82
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50	
9.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	кПа	32	29
10.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	кПа	2	2
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	97,1	149
12.	Разрежение за котлом	Па	0	30 - 40
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	4,8	3,7
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	9,1	9,7
15.	Избыток воздуха за котлом	α	1,29	1,21
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	7,608	9,049
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	3,5	2,54
18.	КПД котла (брутто)	%	88,892	88,411
19.	Удельный расход топлива на выработанный теплоэнергию	кг/т/Гкал	160,71	161,58
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	57	72

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
(Бережной И.Д.)
ЗАКОН
СПЕЦИАЛЬНАЯ ПЕЧАТЬ

Рисунок 1.2.117 - Режимная карта котла № 2



УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 7 » февраля 20 19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип DUOTHERM-2200 (зав.№ 2000151337) №3 котельной №21м
 Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_{нр}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)	
			1	2
			26,4	87,9
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,45	1,51
2.	Расход топлива	м ³ /ч	63	211
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,1 – 4,2	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,0 – 4,1	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50 - 68	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	55	86
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50	
9.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	кПа	32	30
10.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	кПа	2	2
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	74,2	117,9
12.	Разрежение за котлом	Па	20 - 30	30 - 40
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,5	4,5
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,1	9,3
15.	Избыток воздуха за котлом	α	1,45	1,27
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,4	9,386
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,9	2,3
18.	КПД котла (брутто)	%	88,7	88,314
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	161,06	161,76
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	54	60

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.118 - Режимная карта котла № 3

Котельная №23м

Котельная №23м расположена по адресу: г. Новомосковск, мкр Сокольники, ул. Комсомольская, 6Б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.119. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.119 - Общий вид территории котельной № 23м

Тепловая схема котельной выполнена по двухконтурной схеме теплоснабжения потребителя.

В схеме предусмотрена автоматическая система регулирования температуры нагрева воды, которая отслеживает и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлические потоки через контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой температурой воды; Система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дает существенную экономию электроэнергии.

Принципиальная схема котельной № 23 по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.118. В таблице 1.2.56 представлен перечень основного - оборудования котельной № 23 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.120 -1.2.122 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.56 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Ко л-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2 и №3	POLYKRAFT DUOTERM-2500	шт.	3	2015	Теплопроизводительность	2,5 МВт
2	Горелка	BGN300MC	шт.	3	2015	Теплопроизводительность	2.9 МВт
3	Сетевые насосы	WILO NL150/400-45-4-12	шт.	2	2017	Мощность Пр-тельность	45 кВт, 1450об/мин Q- 270м³/ч H-42м

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Ко-во	Год устано-вки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
4	Преобразователь частоты	SCHNEIDER ATV212 HU40N4	шт.	1	-	Мощность	4 кВт 13,5 А
5	Насос котлового контура №1,2, 3	WILO IL100/220/E/5.5/4	шт.	3	2015	Мощность	5,5 кВт, 1450об/мин 11.3А
6	Установка дозирования	Комплексон ТЕКНА EVO 250/760 С	Ком пл.	1	-	Объем	
7	Установка ХВО	NaCa обработки исходной воды	Ком пл.	1	-	Производительность	До 11м³/час Тип катионита TULSION T-42-Na
8	Теплообменный аппарат отопление	ТехЭнергоПрибор ТЭП 50-179-1ЕН	шт.	3	2017	Тепловая нагрузка	3,0 Гкал/час
9	Дымовые трубы	Одно стальная	шт.	3	2017	Высота/диаметр	11 м/0,6 м
10	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	2	2014	Объем	2×40м³
11	Насосы подпитки	WILO HELIX V1606-1/16/E/5/400-50	шт.	2	2015	Мощность	5.5 кВт, 11.3А

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.57.

Таблица 1.2.57 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор объема газа ЕК 270 СТГ-100-400-2	15119632 20785/2015	2015 2015
2	Электроэнергия	Матрица NP73E.3-6-2	03807361	2015
3	Электроэнергия	Матрица NP73E.3-6-2	10730490	2013
4	Подпиточная вода	ВСХН-65		-
5	Подпиточная вода	ВСКМ 90-50	216103054	-
6	Тепловычислитель	ВКТ-9	000834	-
7	Счетчики газа котловые	СТГ-80-250-2 – 3 шт.	20527/2015, 20478/2015,	2015



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»
Савкин В.Н.

4 » февраля 20 19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

**работы котла тип DUOTHERM-2500 (зав.№ 2500151360) №1 котельной №23м
Восточного филиала ООО «ККС»**

Тип горелочных устройств – BGN 300МС, количество горелочных устройств –1,
вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)		
			1	2	3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	41,8	76,3	97
2.	Расход топлива	м ³ /ч	0,9	1,64	2,09
3.	Расход воздуха перед горелкой	м ³ /ч	124	228	295
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,1 – 5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0 – 5,1		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	70		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	87,6	102,1	110,9
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
9.	Давление газа после дроссельной заслонки горелки	мбар	2,6	10,6	16,5
10.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	мбар	420	420	420
11.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	мбар	23,3	22,4	21,6
12.	Давление воздуха после дроссельной заслонки горелки	мбар	9,9	26,6	36,4
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	116,9	167,1	205,9
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,3	4,8	4,1
15.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,8	9,1	9,5
16.	Избыток воздуха за котлом	α	1,34	1,3	1,24
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,093	9,129	10,71
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,36	2,28	2,02
19.	КПД котла (брутто)	%	89,547	88,571	87,27
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/Гкал	159,53	161,29	163,7
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	74	79	85

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по метрологии и испытаниям Березной И.Д.

(Березной И.Д.)

Рисунок 1.2.120 - Режимная карта котла № 1



УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 » февраля 20 19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип DUOTHERM-2500 (зав.№ 2500151361) №2 котельной №23м
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – BGN 300МС, количество горелочных устройств –1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)		
			1	2	3
			38,9	73,9	96,6
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,84	1,59	2,08
2.	Расход топлива	м ³ /ч	116	223	295
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,1 – 5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0 – 5,1		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	70		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	86,4	101,1	110,7
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
9.	Давление газа после дроссельной заслонки горелки	мбар	2,1	9,2	16
10.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	мбар	420	420	420
11.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	мбар	23,3	22,4	22
12.	Давление воздуха после дроссельной заслонки горелки	мбар	6,5	18,1	36,1
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	116,1	171,6	210
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,7	5,2	4,5
15.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,6	8,9	9,3
16.	Избыток воздуха за котлом	α	1,37	1,33	1,27
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	7,989	9,65	11,22
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,57	2,35	2,04
19.	КПД котла (брутто)	%	89,441	88	86,74
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	159,72	162,34	164,69
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	71	69	76

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.121 - Режимная карта котла № 2



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»
Савкин В.Н.

« / » февраля 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип DUOTHERM-2500 (зав.№ 2500151336) №3 котельной №23м
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – BGN 300МС, количество горелочных устройств – 1,
вид топлива-природный газ с $Q_{н,р} = 8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности %)		
			1	2	3
			40,1	72,9	97,9
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,86	1,57	2,1
2.	Расход топлива	м ³ /ч	118	219	295
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,1 – 5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0 – 5,1		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	70		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	86,9	100,7	111,3
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
9.	Давление газа после дроссельной заслонки горелки	мбар	3	11	18,2
10.	Давление газа перед мультиблоком горелки (после ГРУ)	мбар	420	420	420
11.	Давление газа перед дроссельной заслонки горелки	мбар	24,1	23,3	22,2
12.	Давление воздуха после дроссельной заслонки горелки	мбар	10,5	29	40,3
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	114,1	163,9	192
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,5	5,0	4,0
15.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,7	9	9,5
16.	Избыток воздуха за котлом	α	1,35	1,31	1,24
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	7,837	9,185	10,21
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,49	2,37	2,02
19.	КПД котла (брутто)	%	89,673	88,445	87,77
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	159,31	161,52	162,76
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	72	73	85

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по наладке и испытаниям Бережная И.Д.

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.122 - Режимная карта котла № 3

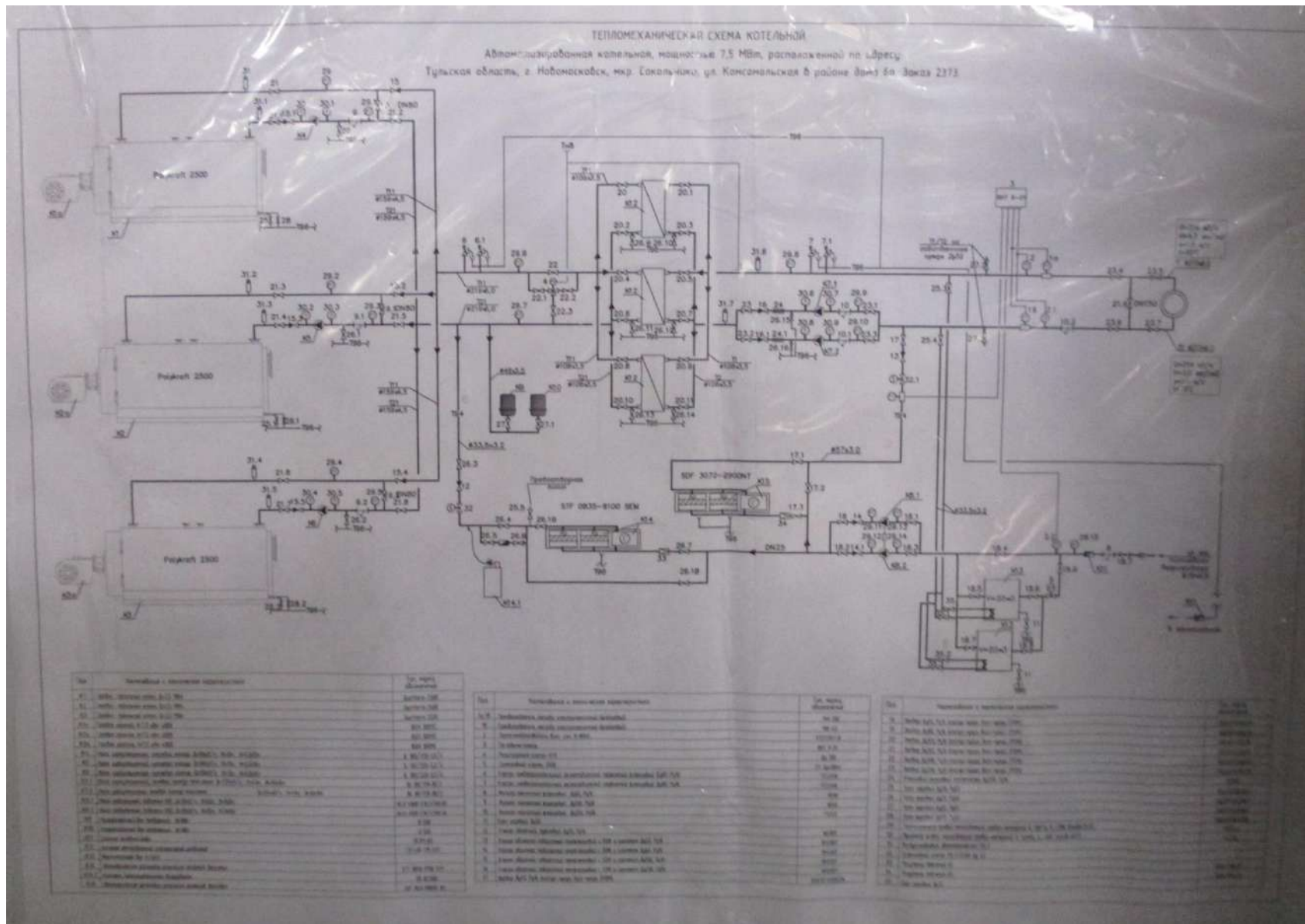


Рисунок 1.2.123 - Принципиальная схема котельной №23М

Котельная №24м

Котельная №24М расположена по адресу: г. Новомосковск, мкр. Сокольники, ул. Шахтерская, 2Б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.124. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.124 - Общий вид территории котельной №24М

Данная тепловая схема котельной отличается от типовой схемы теплоснабжения потребителя тем, что в ней использован принцип выделения нагрузки водоснабжения в отдельный контур.

В схеме предусмотрена автоматическая система регулирования температуры нагрева воды, которая отслеживает и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлические потоки через контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой температурой воды; Система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дает существенную экономию электроэнергии.

Принципиальная схема котельной №24М по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.123. В таблице 1.2.58 представлен перечень основного - оборудования котельной № 24М и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.125-1.2.127 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.58 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол -во	Год установк и	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2 и №3	КВа-2,5Гс/Лж	шт.	3	2014	Теплопроизводительность	2,5 МВт
2	Горелка	FBR GAS P250/2 CE(TL)	шт.	3	2014	Теплопроизводительность	2,9 МВт
3	Сетевые насосы	GRUNDFOS NB100-200/192	шт.	2	2014	Мощность Пр-тельность	45 кВт, 84.5А Q-300.7м³/ч H-39.9м
6	Преобразователь частоты	POWTRAN PI 9100A 004G3	шт.	1	2014	Мощность	4 кВт 9 А
7	Насос котлового контура №1,2, 3	GRUNDFOS NB65-125/127	шт.	3	2014	Мощность	5,5 кВт, 2900об/мин Q-108м³/ч H-14.8м
8	Насос ГВС №1, 2	GRUNDFOS CR10-05	шт.	2	2014	Мощность	2.2 кВт, 4.9 А 2900об/мин Q-10м³/ч H-51.1м
9	Устройство плавного пуска	СИЛИУМ EM-GJ3-045	шт.	2	2014	Мощность	45 кВт
10	Установка дозирования	GRUNDFOS ALLDOS DMS2-11BPP/E/C-1111F	Компл .	1	2014	Объем	100 л.
11	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	PENTAIR 9500 CON	Компл .	1	2014	Производительность	До 11м³/час Тип катионита TULSION T-42-Na
12	Теплообменный аппарат ГВС	СРС Поток GCP009M5R123	шт.	2	2014	Тепловая нагрузка	11000 кВт
13	Теплообменный аппарат отопление	СРС Поток GXD 051M5NR81	шт.	2	2014	Тепловая нагрузка	11000 кВт
14	Автоматика обще котельной безопасности	ОВЕН ПЛК110 2ТРМ1, ТРМ12	шт.	1	2014	Температура уровень регулирование	-
15	Дымовые трубы	Одно стальная	шт.	3	2014	Высота/диаметр	-
16	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	2	2014	Объем	2×20м³
17	Насосы подпитки	GRUNDFOS CR10-03	шт.	2	2014	Мощность	1.1 кВт, 2853об/мин Q-10м³/ч H-30.3 м
18	Насос рециркуляции воды	1К20/30 У3.1	шт	1	2014	Мощность	3,5 кВт, 2900об/мин Q-20м³/ч H-30м

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.59.

Таблица 1.2.59 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор объема газа ЕК 270 «Курс-01Р» G650 Б3	14116794 1003	2014 2014
2	Электроэнергия	Меркурий 230 ART-03 CN	18772350	2014
3	Подпиточная вода	ЭКО-50Ф	144500046	
4	Тепловычислитель	ТМК-Н130	002413	



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

» 20/19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 2500 ст.№ 1
 оборудованного горелкой типа F.B.R. GAS P250/2CE (TL)
 в котельной № 24м мощностью 7.5 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, мкр.Сокольники, ул.Шахтёрская
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№, № п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			35,6	98,9
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	765139	2126981
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	72	72
3	Температура воды до котла	°С	72	72
4	Температура воды после котла	°С	83	102
5	Давление воды до котла	кгс/см	3,6	3,6
6	Давление воды после котла	кгс/см	3,5	3,5
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	107	302
8	Давление газа после ГРУ	кПа	30	30
9	Давление газа перед горелкой	mbar	6,5	48,3
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,6	27
12	Температура уходящих газов	°С	122,3	176,3
13	Разрежение за котлом	Па	100,8	184,4
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	8,7	9,7
	O ₂	%	5,4	3,7
	NO+NO ₂	ppm	62	58
	CO	ppm	0	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,31	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами'	%	8,69	10,798
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,81	2,29
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	88,5	86,912
20	Удельная норма расхода условного , топлива на выработанную теплотенергию	кг у.т. Гкал	161,42	164,37

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИИиА Стрельников А.А.


(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.


(Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.125 - Режимная карта котел №1

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 1 » август 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 2500 ст.№2
 оборудованного горелкой типа F.B.R. GAS P250/2CE (TL)
 в котельной № 24м мощностью 7.5 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, мкр.Сокольники, ул.Шахтёрская
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузки котла, % от номинальной	
			минимальная 35,3	максимальная 100,3
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	759799	2155948
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	72	72
3	Температура воды до котла	°С	72	73
4	Температура воды после котла	°С	83	103
5	Давление воды до котла	кгс/см ²	3,6	3,6
6	Давление воды после котла	кгс/см ²	3,5	3,5
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	105	304
8	Давление газа после ГРУ	кПа	30	30
9	Давление газа перед горелкой	mbar	эл	30,6
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	1,8	23,8
12	Температура уходящих газов	°С	112,8	173,4
13	Разрежение за котлом	Па	83,7	162,4
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,4	9,8
	O ₂	%	4,3	3,6
	NO+NO _x	ppm	63	69
	CO	ppm	0	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,23	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,75	10,404
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,82	2,29
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,43	87,306
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	КГу.т. Гкал	159,74	163,63

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по вводу и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.126 - Режимная карта котел №2


УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 20/19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 2500 ст.№3
 оборудованного горелкой типа F.B.R. GAS P250/2CE (TL)
 в котельной № 24м мощностью 7.5 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, мкр.Сокольники, ул.Шахтёрская
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 36,2	максимальная 99,6
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	777451	2141939
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	72	72
3	Температура воды до котла	°С	71	71
4	Температура воды после котла	°С	82	101
5	Давление воды до котла	кгс/см	3,6	3,6
6	Давление воды после котла	кгс/см ²	3,5	3,5
7	Расход газа	ст.м /ч	108	303
8	Давление газа после ГРУ	к Па	30	30
9	Давление газа перед горелкой	mbar	6,6	48,4
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,7	27,4
12	Температура уходящих газов	°С	117,9	169,6
13	Разрежение за котлом	Па	89,4	143,7
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	8,7	9,7
	O ₂	%	5,5	3,7
	NO+NO ₂	ppm	59	60
	С O	ppm	0	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,32	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,616	10,498
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,80	2,29
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	88,584	87,212
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	Гкал	161,27	163,8

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.

 (Бережной И.Д.)


Рисунок 1.2.127 - Режимная карта котел №3

Котельная №25

Котельная №25 расположена по адресу: г. Новомосковск, мкр. Сокольники, ул. Шахтерская, 33а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.129. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.129 - Общий вид территории котельной № 25

Тепловая схема котельной выполнена по одноконтурной схеме теплоснабжения потребителя. В таблице 1.2.60 представлен перечень основного оборудования котельной № 25 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.130-1.2.135 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.60 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1и №3 с горелками ИГК-250	Ланкаширский	шт.	2	1966	Теплопроизводительность	0,93 Гкал/ч
2	Котел №2	ВК-21 с горелкой ГГС-Б-2,2	шт.	1	-	Теплопроизводительность	1,6 Гкал/ч
3	Котел №5 и №6	КВС-70 ИГК-60М	шт.	2	1984	Теплопроизводительность	0,5 Гкал/ч
4	Сетевой насос	WILO VL80/170-30/2	шт.	2	-	Мощность Пр-тельность	30 кВт, 2900об/мин 55,1А
5	Сетевой насос	Д630-90	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	75 кВт, 1485 об/мин 142 А
6	Подпиточный насос	1К8/18 УЗ.1	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	1,2 кВт, 2900об/мин Q -8 м³/ч H - 18м
7	Подпиточный насос	К-60М	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	5,0 кВт, 1450об/мин Q -60 м³/ч H - 20м
8	Дымовые трубы	Кирпич	шт.	1	1976	Высота/диаметр	32м
9	Бак запаса исходной воды	Сталь	шт.	2		Объем	20 м³ 30 м³

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.61.

Таблица 1.2.61 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ СГ-ЕК-Вз-Т1-0,2-1000/1,6	Корректор объема газа ЕК260 СГ16МТ-400-40-С	80319776 7124422	2008 2008
2	Счетчик э/э	Матрица NP73L.3-7-1	30751755	-
3	Теплосчетчик	ТСРВ-043	1801840	-



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №1 котельной №25
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ИГК-250, количество горелочных устройств – 2,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			36,3	48,8	56,9
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,58	0,78	0,91
2.	Расход топлива	нм ³ /ч	95	125	147
3.	Давление газа перед горелками:				
	левая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
	правая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
4.	Открытие воздушных шайб на горелках:				
	левая	оборот	5,5	8	9,5
	правая	оборот	5,5	8	9,5
5.	Разрежение в топке	мм вод.ст.	3	3	3
6.	Разрежение за котлом	мм вод.ст.	5	7	8
7.	Температура подающей воды котла	°С	58	63	71
8.	Температура обратной воды котла	°С	46	51	59
9.	Температура дымовых газов за котлом	°С	125	157	181
10.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	8,5	6,8	4,7
11.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	7,1	8,0	9,2
12.	Избыток воздуха за котлом	-	1,59	1,42	1,25
13.	КПД котла (брутто)	%	75,622	76,715	76,317
14.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	188,91	186,22	187,19

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надлежке и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.130 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип ВК-21 №2 котельной №25
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГГС-Б-2,2, количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			43,84	56,98	91,16
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,75	0,98	1,57
2.	Расход топлива	м ³ /ч	110	141	225
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		16,0	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		4,4	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		4,0	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		40	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	46	48	53
8.	Расход воды через котёл	т/ч		120	
9.	Давление топлива на горелке	кгс/м ²	750	1250	1750
10.	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	70	110	150
11.	Давление в топке	кгс/м ²		40±50	
12.	Разрежение за котлом	Па		20	
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	78	93	102
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	4,2	2,8	2,1
15.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	9,4	10,2	10,6
16.	Избыток воздуха за котлом	-	1,22	1,14	1,10
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,68	8,74	8,79
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,02	5,86	5,41
19.	КПД котла (брутто)	%	84,3	85,4	85,8
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/т/Гкал	169,46	167,28	166,5
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	125	117	113

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по монтажу и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.131 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №3 котельной №25
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ИГК-250, количество горелочных устройств – 2,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			41,9	52,5	58,1
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,67	0,84	0,93
2.	Расход топлива	нм ³ /ч	108	134	150
3.	Давление газа перед горелками:				
	левая	кгс/см ²	0,05	0,08	0,1
	правая	кгс/см ²	0,05	0,08	0,1
4.	Открытие воздушных шайб на горелках:	оборот	5	7	9
	левая	оборот	5	7	9
	правая				
5.	Разрежение в топке	мм вод.ст.	3	3	3
6.	Разрежение за котлом	мм вод.ст.	4	5	6
7.	Температура подающей воды котла	°С	57	61	65
8.	Температура обратной воды котла	°С	46	50	55
9.	Температура дымовых газов за котлом	°С	124	152	176
10.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,2	7,0	5,1
11.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,7	7,9	9,0
12.	Избыток воздуха за котлом	-	1,68	1,44	1,28
13.	КПД котла (брутто)	%	76,715	77,013	76,218
14.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	186,22	185,50	187,43

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по вводу в эксплуатацию Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.132 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №4 котельной №25
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ИГК-250, количество горелочных устройств – 2,
 вид топлива-природный газ с $Q_n^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			41,9	52,5	58,1
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,67	0,84	0,93
2.	Расход топлива	нм ³ /ч	108	134	150
3.	Давление газа перед горелками:				
	левая	кгс/см ²	0,05	0,08	0,1
	правая	кгс/см ²	0,05	0,08	0,1
4.	Открытие воздушных шайб на горелках:				
	левая	оборот	5	7	9
	правая	оборот	5	7	9
5.	Разрежение в топке	мм вод.ст.	3	3	3
6.	Разрежение за котлом	мм вод.ст.	4	5	6
7.	Температура подающей воды котла	°С	57	61	65
8.	Температура обратной воды котла	°С	46	50	55
9.	Температура дымовых газов за котлом	°С	124	152	176
10.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,2	7,0	5,1
11.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,7	7,9	9,0
12.	Избыток воздуха за котлом	-	1,68	1,44	1,28
13.	КПД котла (брутто)	%	76,715	77,013	76,218
14.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	186,22	185,5	187,43

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО: СОСТАВИЛ:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
представитель ООО «ККС» представитель филиальной организации ЗАО «УМГ»



 (Стрельников А.А.)
  (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.133 - Режимная карта котла №4



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 №5 котельной №25
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ИГК-60М, количество горелочных устройств – 3,
 вид топлива-природный газ с $Q_{\text{в}}^{\text{P}}=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			39,9	55,6	66,39
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,28	0,39	0,46
2.	Расход топлива	м ³ /ч	46	62	74
3.	Давление газа на горелках:				
	левая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
	средняя	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
	правая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
4.	Открытие воздушных шайб на горелках:				
	левая	оборот	3	6	9
	средняя	оборот	3	6	9
	правая	оборот	3	6	9
5.	Разрежение в топке	мм вод.ст.	2	2	2
6.	Разрежение за котлом	мм вод.ст.	3	4	5
7.	Температура подающей воды котла	°С	58	62	68
8.	Температура обратной воды котла	°С	45	50	56
9.	Температура дымовых газов за котлом	°С	218	239	258
10.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	8,8	5,9	4,7
11.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	6,9	8,5	9,2
12.	Избыток воздуха за котлом	-	1,63	1,34	1,25
13.	КПД котла (брутто)	%	74,827	77,311	76,218
14.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	190,92	184,78	187,43

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору за испытаниями Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.134 - Режимная карта котла №5



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

20/9 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 №6 котельной №25
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ИГК-60М, количество горелочных устройств – 3,
вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			42,9	59,79	73,4
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,3	0,42	0,51
2.	Расход топлива	м ³ /ч	49	67	82
3.	Давление газа на горелках:				
	левая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
	средняя	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
	правая	кгс/см ²	0,08	0,14	0,2
4.	Открытие воздушных шайб на горелках:				
	левая	оборот	4	7	10
	средняя	оборот	4	7	10
	правая	оборот	4	7	10
5.	Разрежение в топке	мм вод.ст.	2	2	2
6.	Разрежение за котлом	мм вод.ст.	4	5	6
7.	Температура подающей воды котла	°С	59	63	70
8.	Температура обратной воды котла	°С	47	52	58
9.	Температура дымовых газов за котлом	°С	213	230	247
10.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	8,3	5,4	4,2
11.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	7,2	8,8	9,5
12.	Избыток воздуха за котлом	-	1,58	1,3	1,22
13.	КПД котла (брутто)	%	75,721	77,212	77,013
14.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/ Гкал	188,66	185,02	185,5

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
представитель ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
представитель филиала в составе ЗАО «СМГ»

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.135 - Режимная карта котла №6

Крышная

Котельная крышная, расположена г. Новомосковск, мкр. Сокольники, ул. Горького 47. Котельная находится в чердачном помещении жилого дома.

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления и ГВС жилого дома.

Котельная выполнена по двухконтурной схеме. Установлены два газовых водогрейных котла марки Thermona TRIO 90(T).

В таблице 1.2.62 представлен перечень основного оборудования котельной крышной и его краткие характеристики, и техническое состояние.

Таблица 1.2.62 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1	THERM TRIO 90(T)	шт.	1	2012	Теплопроизводительность	42 kW
2	Котел №2	THERM TRIO 90(T)	шт.	1	2012	Теплопроизводительность	42 kW
3	Сетевой насос	DAB BPH 150/340.65T	шт.	1	-		1765 W, 3.25 A, 2800об/мин
4	Насос котлового контура ГВС	WILO RS25/6	шт	1	-		84 W, 0,36 A
5	Насос ГВС	DAB KP 38/18	шт	1	-		0.86 kW, Q – 3 м³/ч, H – 9 м
6	Химия Na-Ca	BWT BEWAMAT	шт	1	-		
7	Насос	DAB JET 102M	шт	1	-		1,13 kW, Q – 0,06-3 м³/ч, H – 46-9 м, 5,1 A
8	Бак запаса воды		шт	1	-		
9	Бак аккумулятор		шт	1	-		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.63.

Таблица 1.2.63 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Прибор учета газа СГ-ТК 2-Д-25	Корректор TC215 ВК-G16	11510310 28907030	2011

На рисунках 1.2.136 -1.2.137 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 05 » октября 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип "THERM TRIOT 90T" ст.№1 котельной «Крышная»
 Восточного филиала ООО «ККС» г.Сокольниковки
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8121$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка котла, % от номинальной	
			1	2
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,077	0,076
2.	Расход газа	ст.м ³ /ч	11	10
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		2,2
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		2,0
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	61	62
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	80	81
7.	Расход воды через котёл	т/ч		4,1
8.	Давление газа на горелку	mbar		
9.	Давление воздуха на горелку	mbar		
10.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²		210
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	115	116
12.	Содержание O ₂ в уходящих газах	%	8,3	8,4
13.	Содержание CO ₂ в уходящих газах	%	7,1	7,1
14.	Содержание CO в уходящих газах	ppm	0	0
15.	Избыток воздуха за котлом		1,58	1,6
16.	Разряжение за котлом	mbar		
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,1	7,7
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,1	2,1
19.	Потери тепла с химнедожегом	%	0	0
20.	КПД котла (брутто)	%	89,8	90,2
21.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	159,08	158,38
22.	Содержание окислов азота (NOx)	ppm	13	12

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.136 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип "THERM TRIOT 90T" ст.№2 котельной «Крышная»
 Восточного филиала ООО «ККС» г.Сокольники

вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8121$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка котла, % от номинальной	
			1	2
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,077	0,076
2.	Расход газа	ст.м ³ /ч	10,6	10
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		2,2
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		2,0
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	61	62
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	80	81
7.	Расход воды через котёл	т/ч		4,1
8.	Давление газа на горелку	mbar		
9.	Давление воздуха на горелку	mbar		
10.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²		210
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	115	116
12.	Содержание O ₂ в уходящих газах	%	8,3	8,4
13.	Содержание CO ₂ в уходящих газах	%	7,1	7,1
14.	Содержание CO в уходящих газах	ppm	0	0
15.	Избыток воздуха за котлом		1,58	1,6
16.	Разряжение за котлом	mbar		
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,1	7,7
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,1	2,1
19.	Потери тепла с химнедожегом	%	0	0
20.	КПД котла (брутто)	%	89,8	90,2
21.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	159,08	158,38
22.	Содержание окислов азота (NOx)	ppm	13	12

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.137 - Режимная карта котла №2

Котельная №26

Котельная №26 расположена по адресу: г. Новомосковск, с. Гремячее, (Школьная).
Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.138. Территория котельной не имеет ограждение.



Рисунок 1.2.138 - Общий вид территории котельной № 26

Тепловая схема котельной выполнена по двухконтурной схеме теплоснабжения потребителя.

В схеме предусмотрена автоматическая система регулирования температуры нагрева воды, которая отслеживает и оптимально выстраивает режим сжигания топлива и гидравлические потоки через контуры, обеспечивая потребителя номинально необходимой температурой воды; Система частотного регулирования – установка частотно-регулируемых приводов на насосы, дает существенную экономию электроэнергии.

В таблице 1.2.64 представлен перечень основного -оборудования котельной № 26 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.139-1.2.141 представлены карты режимно-наладочных испытаний. Режимная карта натри-катионитной установки представлена на рисунках 1.2.142-1.2.143.

Таблица 1.2.64 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Ко л-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2	Турботерм-Стандарт КВа-0,25 Гс/Лж	шт.	2	2009	Теплопроизводительность	0,25 МВт
2	Горелка №1, №2	GIB UNIGAS NG350	шт.	2	2009	Теплопроизводительность	80-330kW
3	Котел №3	Турботерм-Стандарт КВа-0,65 Гс/Лж	шт.	1	2009	Теплопроизводительность	0,65 МВт
4	Горелка № 3	GIB UNIGAS P65	шт.	1	2009	Теплопроизводительность	270-970kW
5	Сетевой насос	WILO IL65/270-4/4	шт.	1	2009	Мощность Пр-тельность	4 кВт, 1450об/мин 8,4 А
6	Сетевой насос	KSB ETALINE-GN-65-160/752.2	шт.	1	2009	Мощность	8.6 кВт, 2900об/мин Q- 13,5м³/ч H-33м 13.0 А
7	Насос котлового контура №1,2	KSB ETALINE-GN-65-160/222.2	шт.	2	2009	Мощность	2.2 кВт, 2900об/мин 4.2А
8	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	Pentair 9100	Комп л.	1	-	Производительность	
9	Теплообменник отопления	FUNKE 16...37	шт.	2	2009	Объем	6,3 литра
10	Дымовые трубы	Одно стальная	шт.	3	2010	Высота/ диаметр	15 м, 0,25 м
11	Бак запаса исходной воды	Сталь	шт.	1	2009	Объем	1,0 м³
12	Насосы подпитки	Movitec VF10-3	шт.	2	2009	Мощность	1.1 кВт, 2850об/мин Q- 9.0м³/ч H-25.5 м 2.8 А
13	Насосная станция	DAB JET82M					0.85 кВт, 2750об/мин Q-0.6- 3.6м³/ч H-40-20.3 м 3.8 А

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.65.

Таблица 1.2.65 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	Корректор объема газа ЕК260 RVG G40	90325169 29085767	2009 2009
2	Подпиточная вода	БК-Г/25	Н 2124347 13	2013
3	Тепловычислитель	ТСРВ-043	1801744	-



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КВа-0,25-Гс/ЛЖ №1 котельной №26
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Тип горелочного устройства – UNIGAS NG 350 M-PR-M.RU.A.025,
 количество горелочных устройств –1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н.р.} = 8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности	
			минимальная	максимальная
			45,5	97,6
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,099	0,21
2.	Расход воды через котёл	м ³ /ч	14	14
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	3,5	3,5
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	3,1	3,1
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	73	79
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	80	94
7.	Расход газа	нм ³ /ч	14	28
8.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²	400	350
9.	Температура уходящих газов за котлом	°С	106	192
10.	Содержание за котлом: CO ₂	%	8,9	9,3
11.	O ₂	%	5,3	4,5
12.	NO+NO ₂	ppm	51	52
13.	CO	ppm	0	8
14.	Избыток воздуха за котлом	-	1,30	1,24
15.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,2	5,5
16.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,1	3,5
17.	Потери тепла с химнедожёгом	%	0,0	0,0
18.	КПД котла (брутто)	%	84,7	91
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	168,66	156,99

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.139 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-0,25-Гс/ЛЖ №2 котельной №26
Восточного филиала ООО «ККС»
 Тип горелочного устройства – UNIGAS NG 350 M-PR-M.RU.A.025,
 количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Едини. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности	
			минимальная	максимальная
			44,8	97,8
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,096	0,21
2.	Расход воды через котёл	м ³ /ч	14	14
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	3,5	3,5
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	3,1	3,1
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	71	72
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	78	87
7.	Расход газа	нм ³ /ч	13	28
8.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²	400	350
9.	Температура уходящих газов за котлом	°С	105	175
10.	Содержание за котлом: CO ₂	%	8,8	8,9
11.	O ₂	%	5,5	5,2
12.	NO+NO ₂	ppm	47	48
13.	CO	ppm	5	8
14.	Избыток воздуха за котлом	-	1,32	1,29
15.	Потери тепла с уходящими газами	%	5,3	4,7
16.	Потери тепла в окружающую среду	%	3,2	2,7
17.	Потери тепла с химнедожёгом	%	0,0	0,0
18.	КПД котла (брутто)	%	91,5	92,6
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгуг/ Гкал	156,13	154,27

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО: СОСТАВИЛ:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по наладке и испытаниям Березной И.Д.
ООО «ККС» предприятие топливной организации ЗАО «СМГ»

(Стрельников А.А.) (Березной И.Д.)

Рисунок 1.2.140 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-0,65-Гс/ЛЖ №3 котельной №26
Восточного филиала ООО «ККС»
Тип горелочного устройства – UNIGAS P 65 M-PR.S.RU.A.750,
количество горелочных устройств – 1,
вид топлива-природный газ с $Q_{it}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водотрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. Измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности	
			минимальная	максимальная
			60	96,6
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,54
2.	Расход воды через котёл	м ³ /ч	26	26
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	3,7	3,7
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	3,6	3,6
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	70	71
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	83	92
7.	Расход газа	нм ³ /ч	45	72
8.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²	350	350
9.	Температура уходящих газов за котлом	°С	139	173
10.	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,2	9,2
11.	O ₂	%	4,8	4,6
12.	NO+NO ₂	ppm	55	53
13.	CO	ppm	0	8
14.	Избыток воздуха за котлом	-	1,27	1,25
15.	Потери тепла с уходящими газами	%	4,3	5,4
16.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,5	2,3
17.	Потери тепла с химнедожогом	%	0,0	0,0
18.	КПД котла (брутто)	%	93,2	92,3
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	153,28	154,77

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
представитель ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
представитель исследовательской лаборатории ЗАО «СМН»

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.141 - Режимная карта котла №3

Утверждаю:

 (подпись, Ф.И.О.)
 14 декабря 2010

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 по эксплуатации натрий-катионитной установки LM-1FM(TW)/(1054)
 в модульной котельной школы, интерната, пожарного депо, детского сада и жилых домов с.
 Гремячее, Новомосковского района, Тульской области.
 (срок действия три года)

Наименование показателей	Рекомендуемые значения	Фактическое значение	Примечание
		Na-кат. ф. 1 ступени	
1	2	3	4
Заданные показатели:			
1. Качество воды на входе в установку:			
1.1 Жесткость общая, мг-экв/л	-	6,8	
1.2 Щелочность общая, мг-экв/л	-	4,5	
1.3 Давление воды на входе в установку, кгс/см ²	5+6,0	2,5+3,0	
2. Технические характеристики фильтра:			
2.1 Тип фильтра	-	LM-1FM(TW)/(1054)	
2.2 Диаметр фильтра, м	-	0,250	
2.3 Площадь фильтрования, м ²	-	0,05	
2.4 Тип, марка катионита	-	Purolite C	
2.5 Высота слоя катионита, м	-	100 E	
2.6 Объем катионита в фильтре, м ³	-	0,96	
Контролируемые величины:			
3. Умягчение:			
3.1 Количество работающих фильтров, шт.	-	2	
3.2 Скорость фильтрования, м/ч:			
нормальная	15	17	
минимальная	5	4	
максимальная	25	29	Кратко-временно
3.3 Производительность фильтра, м ³ /ч:	1,4+1,8		
нормальная		0,832	
минимальная		0,182	
максимальная		1,440	Кратко-временно
3.4 Рабочая обменная емкость катионита, г-экв/м ³	-	1006	
3.5 Жесткость умягченной воды, мг-экв/л	не более 0,7	не более 0,7	
3.6 Жесткость умягченной воды при отключении фильтра на регенерацию, мг-экв/л	Автоматическое включение на регенерацию по сигналу счетчика, регистрирующего объем воды		
Условия работы фильтра:			
3.7 Количество умягченной воды за фильтроцикл, м ³	-	7,4	
3.8 Гидравлическое сопротивление фильтра при	не более 0,5	не более 0,5	

Рисунок 1.2.142 - Режимная карта натри-катионитной установки.

нормальной производительности, кгс/м ²			
4. Взрыхляющая промывка фильтра:			
4.1 Продолжительность промывки, мин	-	4	
4.2 Давление воды в фильтре, кгс/см ²	2,5+6,0	2,6+3,4	
5. Пропуск регенерационного раствора соли NaCl через фильтр:			
5.1 Давление в фильтре, кгс/см ²	2,5+6,0	2,6+3,4	
5.2 Содержание NaCl в соли сорта экстра или таблетированной, %	97; 98; 99	99,5	
5.3 Расход соли сорта экстра или таблетированной на одну регенерацию, кг	-	7	
5.4 Расход насыщенного (26 %) раствора соли на одну регенерацию, м ³	-	0,022	
5.5 Температура регенерационного раствора, °C	5+35	15+20	
5.6 Концентрация регенерационного раствора соли, %	26	26	
5.7 Высота регенерационного раствора в солевом баке, см	-	30	
5.8 Площадь солевого бака, м ²	-	0,074	
5.9 Время заполнения солевого бака, мин	-	15	
5.9.1 Продолжительность пропуска раствора соли через фильтр, мин	-	28	
6. Отмывка фильтра:			
6.1 Продолжительность отмывки в дренаж, мин	-	6	
6.2 Давление воды при отмывке, кгс/см ²	2,5+6,0	2,6+3,4	
6.3 Жесткость отмывочной воды, при которой отмывка заканчивается, мг-экв/л	не более 0,7	не более 0,7	
7. Общая продолжительность регенерации фильтра, мин	-	51	

Режимная карта составлена на основании РД 10-179-98. Методические указания по разработке инструкций и режимных карт по эксплуатации установок докотловой обработки воды и по ведению водно-химического режима паровых и водогрейных котлов.

Режимную карту составил
инженер-наладчик
ЗАО «Спецмонтажналадка»

Шефер Ю.А.




Рисунок 1.2.143 - Режимная карта натри-катионитной установки.

Котельная №26а

Котельная 26а, расположена п. Красный богатырь. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.144. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.144 - Общий вид котельной 26а

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в систему отопления и систему ГВС.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены газовые котлы марки КЧМ-7 «Гном» в количестве 2шт на систему отопления и котел марки SIBERIA АОГВ-29-1.

В таблице 1.2.66 представлен перечень основного оборудования котельной 26а и его краткие характеристики и техническое состояние.

Таблица 1.2.66 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во.	Год установки	Нормативный срок службы	Основные характеристики	
							Наименование показателя	Величина
1	Котел №1 и №2	КЧМ-7 «Гном»	шт.	2	2004	15		50 kW
2	Котел № 3	SIBERIA АОГВ-29-1	шт	1	2018			29 kW
2	Сетевой насос	1К8/18 УЗ.1	шт.	2		10		2,2 kW
3	Насос ГВС		шт	1	-	12		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.67.

Таблица 1.2.67 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	ВК-G25 ТС210	№ 22702424 № 60103834	2006

Котельная №27

Котельная №27 расположена по адресу: г. Новомосковск, с. Гремячее, ул. Молодежная1а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.145. Территория котельной не имеет ограждение, располагается на территории больницы.



Рисунок 1.2.145 - Общий вид территории котельной № 27

Тепловая схема котельной выполнена по двухконтурной схеме теплоснабжения потребителя. В таблице 1.2.68 представлен перечень основного -оборудования котельной № 27 и его краткие характеристики.

На рисунке 1.2.146 представлена карта режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.68 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2 и №3	Хопер 100	шт.	3	-	Теплопроизводительность	94,7 кВт
2	Котел №4	Е-1,0-0,9 Гн-2 (МЗК-7АГ-2)	шт.	1	1991	Теплопроизводительность	1,22 т/ч
3	Сетевой насос	КМ 65-50-160	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	5 кВт, Q-25м³/ч H-32м
4	Сетевой насос	К 45/30	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	7,5 кВт,
5	Питательный поршневой насос	-	шт.	2	2009	Мощность Пр-тельность	2,2 кВт, 2900об/мин 4.2А
6	Установка ХВО сульфугольобработки исходной воды	-	Компл.	1	-	Производительность	-
7	Насосы подпитки	КМ 50-32-125-С	шт.	2	-	Мощность Пр-тельность	2,2 кВт Q-12,5м³/ч H-20м
8	Дымовые трубы	Метал	шт.	1	-	Высота/диаметр	-
9	Бак запаса исходной воды	Сталь	шт.	1	-	Объем	1,7 м³
10	Пароводяной теплообменник	-	шт.	1	-	Производительность	-
11	Насос ГВС	К 50-32	шт	1	-		1,4 кВт
12	Конденсатный бак	-	шт	1	-		1,5 м³

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.69.

Таблица 1.2.69 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ СГ-ЕК-Вз-Р-02-100/1,6	Корректор объема газа ЕК270 RABO G65	1118310081 1418310049	2018 2018
2	Подпиточная вода	ЭКО-50Ф	-	-
3	Тепловычислитель	ТМК-Н12-1,0	04187	-
4	Прибор учета э/э	ПСЧ-3А.05.2	-	-

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 9 февраля 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип Е-1,0-0,9 ГН-2 (МЗК-7АГ-2) ст. №4 котельной №27
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – смесительная, количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_n^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – паровой

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измерен.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности	
			68,8	122,0
1.	Паропроизводительность	т/ч	0,688	1,22
2.	Расход топлива	м ³ /ч	64	114
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	16,0	
4.	Давление питательной воды перед котлом	кгс/см ²	2,6	
5.	Температура питательной воды перед котлом	°С	60	
6.	Давление пара в барабане котла	кгс/см ²	0,5	0,5
7.	Давление топлива на горелке	кгс/м ²	20	40
8.	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	5,0	10,0
9.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0	
10.	Температура уходящих газов за котлом	°С	164	201
11.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,0	7,7
12.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	6,7	7,5
13.	Избыток воздуха за котлом	-	1,67	1,52
14.	Потери тепла с уходящими газами	%	10,489	10,125
15.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,21	7,38
16.	КПД котла (брутто)	%	82,301	82,495
17.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/Гкал	173,58	173,17
18.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	155	72

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по валам и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.146 - Режимная карта котла №4

Котельная №28

Котельная №28 расположена по адресу: п. Первомайский. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.147. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.147 - Общий вид территории котельной № 28

Тепловая схема котельной выполнена по одноконтурной схеме теплоснабжения потребителя. В таблице 1.2.70 представлен перечень основного - оборудования котельной № 28 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.148-1.2.151 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.70 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1, №2 и №3 с горелкой ГГВ-200, ГБ 2,2	КВа-2,5	шт.	3	1993	Теплопроизводительность	0,25 МВт
2	Котел №4	КВа-2,5	шт.	1	1993	Теплопроизводительность	0,25 МВт
3	Сетевой насос	НФ	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	37 кВт, Q-100 м³/ч
4	Сетевой насос	1К100/65 200а У 3.1	шт.	1	-	Мощность Пр-тельность	18,5 кВт, 2900 об/мин 34,7 А
5	Подпиточный насос	К20/30	шт.	2	-	Мощность Пр-тельность	4,0 кВт, 2850об/мин
6	Установка ХВО NaCa	-	Компл.	1	-	Производительность	-
7	Насос сырой воды	1К 20/30	шт.	2	-	Мощность Пр-тельность	4 кВт
8	Дымовые трубы	Метал	шт.	1	-	Высота/ диаметр	33м 0,7 м
9	Бак запаса исходной воды	Сталь	шт.	1	-	Объем	55 м³
10	Бака рассола	-	шт.	1	-	Объем	16 м³
11	Солевой насос	К 8/18	шт	1	-		4 кВт,
12	Бак запаса воды	-	шт	1	-		3,0 м³

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.71.

Таблица 1.2.71 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ СГ-ЕК-Вз-Т1-0,2-400/1,6	Корректор объема газа ЕК260 СГ16МТ-400-40-С	70317278 70317278	2007 2007
2	Подпиточная вода	ЭКО-50Ф	-	-
3	Теплосчетчик	ТСРВ-043	1801652	-



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-2,5 №1 котельной №28
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТВ-200, количество горелочных устройств – 1,
вид топлива-природный газ с $Q_n^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			36,4	49,2	75,3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,78	1,06	1,62
2.	Расход топлива	м ³ /ч	115	156	239
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,5		
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,3		
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	58	59	60
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	69	73	84
7.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	45	80	190
8.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	30	60	135
9.	Разрежение вверху топки	кгс/м ²	3,0		
10.	Температура уходящих газов за котлом	°С	77	91	125
11.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,7	4,3	3,9
12.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,6	9,4	9,6
13.	Избыток воздуха за котлом	-	1,333	1,231	1,204
14.	КПД котла (брутто)	%	83,5	83,7	83,6
15.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	171,09	170,68	170,88

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.

СПЕЦИАЛИСТ
(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.148 - Режимная карта котла №1

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 20/09/2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КВа-2,5 №2 котельной №28
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБ-2,2 количество горелочных устройств –1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Едик. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			31,4	46,1	56,3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,68	0,99	1,21
2.	Расход топлива	м ³ /ч	100	145	178
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		3,8	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		3,7	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		43	
7.	Температура сетевой воды после котла	°С	51	54	56
8.	Расход воды через котёл	т/ч		90	
9.	Давление газа перед котлом	кгс/м ²	30	70	100
10.	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	25	60	80
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	103	118	129
12.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	8,8	7,9	7,1
13.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	6,9	7,4	7,8
14.	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	1,65	1,54	1,46
15.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,6	9,23	10,29
16.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,0	6,77	5,91
17.	КПД котла (брутто)	%	83,4	84,0	83,8
18.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	171,29	170,07	170,47
19.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	95	98	105

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)
 СПЕЦМОНТАЖ АААААА

Рисунок 1.2.149 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-2,5 №3 котельной №28
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТВ-200, количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности			
			1	2	3	4
			45,0	57,7	74,6	91,3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,98	1,24	1,6	1,96
2.	Расход топлива	м ³ /ч	144	181	235	288
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,4			
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,2			
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	60	62	64	66
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	71	77	82	89
7.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	60	100	165	250
8.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	45	70	110	170
9.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0			
10.	Температура уходящих газов за котлом	°С	91	108	127	143
11.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	7,5	5,4	4,6	4,0
12.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	7,6	8,8	9,2	9,6
13.	Избыток воздуха за котлом	-	1,50	1,31	1,25	1,21
14.	КПД котла (брутто)	%	83,6	84,2	83,9	83,8
15.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	170,88	169,66	170,27	170,47

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и результатам Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.150 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-2,5 №4 котельной №28
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТВ-200, количество горелочных устройств –1,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^0=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности			
			1	2	3	4
			38,7	52,1	71,1	89,7
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,53	1,12	1,53	1,9
2.	Расход топлива	м ³ /ч	78	166	226	280
3.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,4			
4.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,2			
5.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50	61	64	67
6.	Температура сетевой воды за котлом	°С	70	74	81	90
7.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	43	80	150	240
8.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	30	60	105	160
9.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,3	3,0	3,0	3,0
10.	Температура уходящих газов за котлом	°С	79	94	126	142
11.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	7,2	5,0	4,4	4,0
12.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	7,3	9,0	9,3	9,6
13.	Избыток воздуха за котлом	-	1,47	1,23	1,24	1,2
14.	КПД котла (брутто)	%	83,3	83,2	83,5	83,7
15.	Удельный расход топлива на выработанную тепловую энергию	кгут/ Гкал	171,5	171,7	171,09	170,68

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Березной И.Д.
 (Березной И.Д.)



Рисунок 1.2.151 - Режимная карта котла №4

Котельная Спасское

Котельная Спасское расположена по адресу: с. Спасское по ул. Центральная. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.152. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.152 - Общий вид территории котельной Спасское

Котельная 1978 г. постройки предназначена для выработки тепловой энергии и ее транспортировки в системы отопления жилых и общественных зданий (график качественного регулирования тепловой нагрузки 95/70 °С), имеется ГВС.

Топливом на котельной является природный газ с низшей теплотой сгорания ≈ 8012 ккал/м³.

Котельная выполнена по одноконтурной схеме (сетевая вода поступает для нагрева непосредственно в котлы). Вода на нужды ГВС поступает через водяные теплообменные аппараты. На летний период установлены два водогрейных котла «ТЕРМОТЕХНИК ЭНТРОРОС» ТИП 50 (автоматика «ОВЕН»). Зимой эксплуатируются один газовый паровой котел марки ДКВР-4,0-13 – 1 шт. (автоматика «Кристалл»), ДЕ 10-1,4 – 2 шт. (автоматика «Кристалл») и водогрейные котлы КВГ-6,5-150 – 2 шт. (автоматика «Кристалл»). В таблице 1.2.72 представлен перечень основного оборудования котельной №2 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.153-1.2.157 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.72 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел паровой ст.№2	ДКВР 4,0/13	шт.	1	1978	Паропроизводительность	4 т/час
2	Горелка	ГМГ-2,0	шт.	2	-	Теплопроизводительность	2,33 МВт
3	Котел № 3,4	КВГ-6,5-150	шт.	2	1983	Теплопроизводительность	6,5 Гкал/ч
4	Горелка	Подовая однорожковая	шт.	3	-	Теплопроизводительность	-
5	Дутьевой вентилятор	ВДН 10-1000	шт.	2	-	мощность	11 кВт, 23А
6	Дымосос	ДН-10-1000	шт.	2	-	мощность	11кВт, 23 А
7	Котел №1,2 летние	ТЕРМОТЕХНИК ЭНТРОРОС тип ТТ50, 50	шт.	2	2016 2014	Теплопроизводительность	0,5 МВт
8	Горелка	THERM GAS P70/2CE CIB UNIGAS P61M	шт.	2	-	Теплопроизводительность	406-754kW 160-800kW
9	Насосы 1 контура (Летние)	K6550-160	шт.	2	-	Мощность	5,5кВт, 19,7А 2850
10	Сетевые насосы № 1,2,3,4	D200-95	шт.	4	1998	Мощность производительность	№1, №3- 2*75 кВт, Q-180м³/ч H-74м №2, №4- 2*90 кВт
11	Насосы подпитки	1K65-50-160 У3,1	шт.	2	-	Напор, расход мощность	H=32 м., Q=25 м³/час 5,5 кВт 2850
12	Питательные насосы	K20/30 АН 2/16	шт.	2	-	Напор, расход мощность	7,5 кВт H=30 м., Q=20 м³/час 2,2 кВт H=160 м., Q=2 м³/час
13	Преобразователь частоты	ABB ACS310-03T-17A2-4	шт.	1	-	мощность	7,5 кВт 24А
14	Солевой насос	1,5 К –К8/18	шт.	2	-	Напор, расход мощность	4,5кВт Q-8м³/ч H-18м
15	Насосы ГВС	K100/65 K45/55	шт.	3	-	Напор, расход мощность	H=40 м., Q=90 м³/час 7,5кВт H=40 м., Q=41,5 м³/час 17кВт
16	Преобразователь частоты	ABB ACS310-03E-41A8-4	шт.	1	-	мощность	18,5кВт 67А
17	Установка ХВО	NaCa- Пст.	шт.	1	-	Произв-ность Диаметр фильтров	334м³/час 2000мм, 1000мм
18	Насос взрыхления	K40/55	шт.	1	-	Напор, расход мощность	18кВт Q-40м³/ч H-55м
19	Бак солевого хозяйства	Металл	шт.	1	-	Объём	6 м³
20	Теплообменный аппарат	-	шт.	3	-	Поверхность нагрева	-
21	Насосы исходной воды	K65-50-160	шт.	3	-	Мощность эл.дв.	5,5кВт, 19,7А 2950
22	Дымовая труба	Одноствольная	шт.	2	2017	Высота диаметр	30м 400 мм 400мм
23	Баки аккумуляторы ГВС и запаса воды	Металл, Пено полиуретан, Стекловата	шт.	4	-	Объём	2*80 м³ 2*60 м³

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 20.09.2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КВГ 6,5-150 ст. №3, рег. №11457 котельной с. Спасское
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовые, количество горелочных устройств – 3,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			39,9	49,1	63,1
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,59	3,19	4,10
2.	Расход топлива	м ³ /ч	381	467	601
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	27	27	27
4.	Давление сетевой воды до котла	кгс/см ²	9,0	9,0	9,0
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0
6.	Температура сетевой воды до котла	°С	39	40	41
7.	Температура сетевой воды после котла	°С	73	81	94
8.	Расход воды через котёл	м ³ /ч	77,0	77,0	77,0
9.	Давление топлива на горелках	кгс/см ²	0,05	0,09	0,14
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	20	30	40
11.	Давление воздуха на горелках	кгс/м ²	3,0	5,0	7,0
12.	Разрежение в топке котла	кгс/м ²	2,5+3,0	2,5+3,0	2,5+3,0
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	98	102	107
14.	Содержание в уходящих газах за котлом CO ₂	%	5,0	6,0	6,8
15.	Содержание в уходящих газах за котлом O ₂	%	12,1	10,3	8,9
16.	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	2,22	1,87	1,66
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,93	9,34	10,2
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,27	6,46	5,70
19.	КПД котла (брутто)	%	83,8	84,2	84,1
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/гкв/ Гкал	170,47	169,66	169,87
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	105	115	181

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щекинский район)

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

ЗАО СМГ
 СПЕЦМОНТАЖНАЛАДКА

Рисунок 1.2.153 - Режимная карта котла ст. №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип КВГ 6,5-150 ст. №4, рег.№11458 котельной с. Спасское
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовые, количество горелочных устройств – 3,
вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			32,2	44,1	57,5
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,09	2,87	3,74
2.	Расход топлива	м ³ /ч	308	421	547
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	27	27	27
4.	Давление сетевой воды до котла	кгс/см ²	8,9	8,9	8,9
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,4	8,4	8,4
6.	Температура сетевой воды до котла	°С	40	41	42
7.	Температура сетевой воды после котла	°С	65	76	97
8.	Расход воды через котёл	м ³ /ч	83,0	83,0	83,0
9.	Давление топлива на горелках	кгс/см ²	0,05	0,09	0,14
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	20	40	65
11.	Давление воздуха на горелках	кгс/м ²	2,0	5,0	10,0
12.	Разрежение в топке котла	кгс/м ²	2,5÷3,0	2,5÷3,0	2,5÷3,0
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	83	93	101
14.	Содержание в уходящих газах за котлом CO ₂	%	5,0	5,5	6,1
15.	Содержание в уходящих газах за котлом O ₂	%	12,1	11,2	10,1
16.	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	2,22	2,04	1,85
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,12	9,05	9,74
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,28	6,85	5,96
19.	КПД котла (брутто)	%	83,6	84,1	84,3
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/т/ Гкал	170,88	169,87	169,46
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	105	115	181

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щекинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
(Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.154 - Режимная карта котла ст. №4



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТЕРМОТЕХНИК ЭНТРОРОС тип ТТ50 ст. №1
 оборудованного горелкой типа а THERM GAS P70/2CE(TL)(SIE)
 в котельной по адресу: Тульская область, Новомосковский район, с. Спасское
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8275 ккал/м³

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размерность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			29,9	97,8
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	143902	471108
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	31	31
3	Температура воды до котла	°С	75	70
4	Температура воды после котла	°С	80	85
5	Давление воды до котла	bar	4,1	4,1
6	Давление воды после котла	кгс/см ²	4	4
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	20	65
8	Давление газа перед котлом	кгс/см ²	0,18	0,15
9	Давление газа перед горелкой	mbar	8,8	65
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	0,6	4,6
11	Температура уходящих газов	°С	112,8	166,5
12	Давление в топке	mbar	0,1	1,3
13	Разрежение за котлом	Па	13,3	26,7
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,2	10,2
	O ₂	%	4,6	2,9
	NO+NO ₂	ppm	76	86
	CO	ppm	14	22
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,25	1,14
16	Потери тепла с уходящими газами	%	6,448	7,595
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,71	2,52
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	90,842	89,885
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	кг _{у.д.}	157,26	158,93
		Гкал		

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО: СОСТАВИЛ:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 
 (Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)


Рисунок 1.2.155 - Режимная карта котла ст. №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата __типа ТЕРМОТЕХНИК ЭНТРОПОС тип ТТ50 ст. №2
оборудованного горелкой типа CIB UNIGAS P61 M-PR.S.RU.A.0.50
в котельной по адресу: Тульская область, Новомосковский район, с.Спасское
при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8275 ккал/м³

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размерность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			40,4	97
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	173657	416639
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	29,8	29,8
3	Температура воды до котла	°С	72	80
4	Температура воды после котла	°С	78	94
5	Давление воды до котла	bar	4,1	4,1
6	Давление воды после котла	кгс/см ²	4	4
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	24	58
8	Давление газа перед котлом	кгс/см ²	0,14	0,125
9	Давление газа перед горелкой	mbar	3,4	9,6
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	0,6	4,6
11	Температура уходящих газов	°С	132,1	199,5
12	Давление в топке	mbar	0,2	1,6
13	Разрежение за котлом	Па	5,3	24,2
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,5	9,7
	O ₂	%	4,1	3,8
	NO+NO ₂	ppm	59	65
	CO	ppm	25	16
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,22	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,454	9,612
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,41	2,59
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	90,136	87,798
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную тепловую энергию	кг/Гкал	158,49	162,71
		Гкал		

Примечание: теплотворная способность природного газа принята по данным топливной лаборатории Тульского УМГ (посёлок Первомайский Щёкинский район)

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.156 - Режимная карта котла ст. №2



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ООО «НТК»

Савкин В.И.

« *савкин* » 20/6 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип ДКВР-4,0/13 ст.№2 рег.№ 11456 котельной с.Спаское

ООО «Новомосковская тепловая компания»

Тип горелочных устройств – ГМГ-2,0, 2 шт., вид топлива-природный газ с $Q_{н.р}=8030$ ккал/м³, режим работы котла – паровой

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (% от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	46,0	61,5	76,75
2.	Расход газа	ст.м ³ /ч	1,84	2,46	3,07
3	Температура воздуха перед горелками	°С	146,4	191,0	236,0
4	Давление питательной воды	кгс/см ²	27	27	27
5	Давление пара в барабане котла	кгс/см ²	7,2		
6	Температура питательной воды	°С	5,0		
7	Давление газа на горелках	кгс/м ²	102	102	102
8	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	55	110	160
9	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	25	33	40
10	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	5,0	7,0	10,0
11	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,5±3,0	2,5±3,0	2,5±3,0
12	Температура уходящих газов за котлом	°С	181	191	210
13.	Содержание O ₂ в уходящих газах за котлом	%	8,9	5,1	4,6
14.	Содержание CO ₂ в уходящих газах за котлом	%	6,8	8,9	9,2
15.	Избыток воздуха за котлом		1,66	1,29	1,25
16.	Содержание O ₂ в уходящих газах за экономайзером		11,4	9,3	8,5
17.	Содержание CO ₂ в уходящих газах за экономайзером		5,4	6,6	7,0
18.	Избыток воздуха за экономайзером		2,06	1,71	1,61
19.	Потери тепла с уходящими газами	%	6,92	6,21	6,12
20.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,09	4,55	3,65
21.	Потери тепла с химнедожегом	%	0	0	0
22.	КПД котла (брутто)	%	86,99	89,24	90,23
23.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгугт/Гкал	164,16	160,0	158,26
24.	Содержание окислов азота (NOx)	мг/м ³	161	162	159

Зам. главного инженера по ремонтам
ООО «НТК»

Зам. главного инженера – начальник
производственно-технического отдела
ООО «НТК»

Волков А.Е.

Чекрызов А.Е.

Рисунок 1.2.157 - Режимная карта котла ДКВР-4,0/13 ст. №2

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.73.

Таблица 1.2.73 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Природный газ	СГ-ЭК-Вз-Т1-0,5-1000/1,6 Счётчик газа СГ 16 МТ-1000-С Корректор объема газа ЕК 260	2807018	2008
2	Природный газ	Расходомер газа TURBO FLOW TFG-S-01-00A-07-000-E2-55	6513	2015
3	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ ТСП-043	1801683	-

Производственные источники тепловой энергии

В таблице 1.2.74 представлены марки и единичные мощности котельных агрегатов производственных источников тепловой энергии.

Таблица 1.2.74 - Котельные агрегаты, эксплуатируемые на производственных котельных

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего капитального ремонта	Основной вид топлива	Резервный вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность котла в расчет, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД, %
1	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	ВК-21	2012		Газ природный	Отсутствует	вода	1,72	н/д	91,9%
2	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	Турботермстандарт - 1000	2012		Газ природный	Отсутствует	вода	0,86	н/д	92,0%
3	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005		Газ природный	Отсутствует	вода	0,10	н/д	89,0%
4	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005		Газ природный	Отсутствует	вода	0,10	н/д	89,0%
5	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005		Газ природный	Отсутствует	вода	0,10	н/д	89,0%
6	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005		Газ природный	Отсутствует	вода	0,10	н/д	89,0%
7	Котельная МУП "Райзеленстрой"	АВ-10	1970		Газ природный	Отсутствует	вода	0,39	н/д	89,0%
8	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008		Газ природный	Отсутствует	вода	0,86	0,53	92,6%
9	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008		Газ природный	Отсутствует	вода	0,86	0,53	92,6%
10	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008		Газ природный	Отсутствует	вода	0,86	0,53	92,6%
11	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2010		Газ природный	Отсутствует	вода	0,53	н/д	90,0%
12	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2010		Газ природный	Отсутствует	вода	0,53	н/д	90,0%
13	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2011		Газ природный	Отсутствует	вода	0,53	н/д	90,0%
14	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-10/13	н/д		Газ природный	Отсутствует	пар	5,10	4,05	92,4%
15	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-10/13	н/д		Газ природный	Отсутствует	пар	5,10	4,05	92,4%
16	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-2,5/13	н/д		Газ природный	Отсутствует	пар	2,40	1,13	88,7%

АО "Новомосковская акционерная компания» «Азот»

Источниками выработки тепловой энергии для ОАО НАК «Азот» являются:

- цех УЖ и ГОП (котельная №2);
- котлы – утилизаторы.

Тепловая энергия от всех источников отпускается в виде пара, который используется для технологических нужд, а также для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения цехов и, частично, для нагрева воды в местных отопительных системах.

Пар от котлов-утилизаторов используется только на нужды ОАО НАК «Азот». Котельная № 2 вырабатывает пар как на нужды предприятия, так и для отпуска сторонним потребителям (50%).

Сторонние потребители тепловой энергии от котельной НАК «Азот» - акционерные общества и общества с ограниченной ответственностью. Население и бюджетные организации в число потребителей пара НАК «Азот» не входят.

Снабжение сторонних потребителей теплофикационной водой на нужды отопления производится от теплового пункта «Восточный».

В тепловом пункте установлен пароводяной подогреватель, емкость теплофикационной воды и сетевые насосы.

Нагрев воды производится перегретым паром $P = 7 \text{ атм}$ $t = 270 \text{ }^\circ\text{C}$, подаваемым от котельной №2.

Теплофикационная вода отпускается на отопление по графику 90-70 $^\circ\text{C}$.

Подпитка системы теплоснабжения производится паровым конденсатом.

Система теплоснабжения - закрытая двухтрубная.

Прокладка трубопроводов надземная. Протяженность трубопроводов в 2-х трубном исчислении:

- сети абонентов – 2295 м;
- сети ЭСО – 3150 м;
- Всего - 5445 м.

Точки отпуска тепловой энергии потребителям – запорная арматура на ответвлениях от магистрали к абонентам.

ООО «Управляющая компания Сервис НС»

На балансе ООО «УК «Сервис НС» находится модульная котельная, в которой установлено 3 водогрейных котла. Ранее котельная отпускала тепло на отопление и горячее водоснабжение 2-х 9-этажных жилых домов с офисными помещениями и магазином. В настоящее время введены в эксплуатацию еще 3 одно подъездных 9-этажных дома, в которых тепло продается на отопление мест общего пользования и 3 9-этажных дома, в которых тепло продается на отопление и горячее водоснабжение офисов и на отопление мест общего пользования. Жилые помещения отапливаются и получают воду на нужды ГВС от местных индивидуальных источников тепла.

Топливом для котлов служит природный газ.

Сетевая вода отпускается по графику 95-70 $^\circ\text{C}$. Горячая вода отпускается с температурой 65-55 $^\circ\text{C}$, в местах водоразбора 60 $^\circ\text{C}$.

Возмещение утечек воды из сетей и систем теплоснабжения (подпитка) осуществляется химочищенной водой. Очистка воды производится на установке непрерывного действия. Схема водоподготовки одно - ступенчатое Na- катионирование. Катионит - Purolite C100. Регенерация фильтра осуществляется таблетированной солью.

Схема теплоснабжения, закрытая. Тепловые сети 4-х трубные. Сети принадлежат предприятию, прокладка сетей подземная и транзитная (по подвалу жилого дома). Общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении – 1,546 км.

В котельной установлены приборы учета расхода газа, потребленной электроэнергии, воды и отпущенного в систему отопления тепла.

Тульский территориальный участок Московской дирекции по тепло водоснабжению структурного подразделения Центральной дирекции по тепло водоснабжению филиала ОАО «РЖД»

Котельная локомотивного депо "Новомосковск" предназначена для отопления зданий и сооружений депо, отопления жилых домов города Новомосковска, двух детских садов, трех железнодорожных предприятий и приготовления горячей воды на санитарно-бытовые нужды населения и депо. В котельной установлено два паровых котла ДКВР10/13, работающих в холодный период и одного парового котла ДКВР 2,5/13, работающего в теплый период.

Установленная мощность котельной 12,6 Гкал/час, загрузка составляет 11,5 Гкал (91%). Сетевая вода для отопления отпускается по температурному графику 95 - 70 °С. Пар для приготовления горячей воды на санитарно-бытовые нужды используется давлением 2,2 атм., для приготовления сетевой воды - давлением 4 атм. Давление пара, подаваемого в деаэрактор для подогрева питательной воды – 2 атм.

Приготовление сетевой воды осуществляется в пароводяных подогревателях, расположенных в котельной. Приготовление горячей воды на санитарно-бытовые нужды осуществляется в емкостных подогревателях, установленных в ЦТП депо. Конденсат от бойлеров ЦТП, подогревателей сетевой воды и других потребителей собирается в конденсатном баке, откуда насосом подается в деаэрактор.

Невозврат конденсата и возмещение утечек воды из систем отопления потребителей и тепловых сетей (подпитка) производится химочищенной водой. Система водоподготовки: двухступенчатое Na- катионирование. На первой и второй ступенях установлено по 2 фильтра (один резервный) диаметром 1500 мм. Регенерация фильтров осуществляется поваренной солью, в качестве катионита используется смола КУ-2. Химобработанная вода перед подачей в деаэрактор подогревается отсепарированной водой в охладителе выпара.

Система теплоснабжения, закрытая. Тепловые сети (отопления, горячего водоснабжения, паропровод и конденсатопровод) проложены в непроходных каналах.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 4516 м.

Границей раздела балансовой принадлежности тепловых сетей служит забор локомотивного депо.

В котельной установлены приборы учета природного газа, электроэнергии и воды, полезный отпуск тепла определен расчетным путем.

ООО «ПромЭнергоСбыт»

На балансе ООО «ПромЭнергоСбыт» находится котельная, в которой установлено 2 водогрейных котла. Котельная введена в строй в 2012 году.

Топливом для котлов служит природный газ. Тепло отпускается в виде сетевой воды для отопления зданий ООО «ККС» и ЗАО «Ренесанс Индастриал-Компани». Сетевая вода отпускается по графику 95-70 °С.

Возмещение утечек воды из систем теплоснабжения (подпитка) осуществляется химочищенной водой. Схема водоподготовки - одно ступенчатое - Na-катионирование в

автоматической установке непрерывного действия. Катионит Lewatit CNP-80. Регенерация фильтров осуществляется поваренной солью. Система теплоснабжения - закрытая.

Тепловые сети принадлежат потребителям. Граница балансовой принадлежности - задвижки котельной. Сети проложены надземно. Протяженность сетей 1300,0 м в двухтрубном исчислении.

Учет потребленного природного газа, воды, электроэнергии и отпущенной тепловой энергии осуществляется счетчиками, установленными в котельной. Учет отпущенной тепловой энергии каждому потребителю осуществляется по счетчикам, установленным на границах раздела балансовой принадлежности тепловых сетей.

б. параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;

В таблице 1.2.75 представлены параметры установленной мощности теплофикационного оборудования источников тепловой энергии.

Таблица 1.2.75 - Параметры установленной мощности теплофикационного оборудования источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Наименование экпл. организации	Стац. номер турбины	Тип, модификация, завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Завод изготовитель	Установленная мощность - Электрическая, МВт	Установленная мощность - Тепловая, Гкал/ч
1	Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	4	P-14-90/31	1976	ТМЗ	14,0	40,0

В таблице 1.2.76 представлены параметры установленной мощности источников тепловой энергии.

Таблица 1.2.76 - Параметры установленной мощности источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
1	Котельная №2М	12,9	0,00	12,9
2	Котельная №4	2,76	0,00	2,76
3	Котельная №5	3,32	0,00	3,32
4	Котельная №8	5,96	0,00	5,96
5	Котельная №10	6,16	1,00	7,16
6	Котельная №12м	12,90	0,00	12,90
7	Котельная №13	6,16	0,00	6,16
8	Котельная №13а	4,67	0,00	4,67
9	Котельная №14	3,80	0,00	3,80
10	Котельная №15	2,40	0,00	2,40
11	Котельная №16	1,89	0,00	1,89
12	Котельная №17м	15,48	0,00	15,48
13	Котельная №19г	3,01	0,00	3,01
14	Котельная №19з	8,60	2,64	11,24
15	Котельная №31м	15,48	0,00	15,48
16	Котельная №34М	10,32	0,00	10,32
17	Котельная №32	0,86	0,00	0,86
18	Котельная №18	0,60	0,00	0,60
19	Котельная №18а	0,12	0,00	0,12
20	Котельная №18б	0,17	0,00	0,17
21	Котельная №18в	0,12	0,00	0,12
22	Котельная №20а-ш	0,09	0,00	0,09
23	Котельная №20а-4э	0,17	0,00	0,17
24	Котельная №20а-2э	0,08	0,00	0,08
25	Котельная №20а-д	0,08	0,00	0,08
26	Котельная №20б-1	0,08	0,00	0,08
27	Котельная №20б-2к	0,08	0,00	0,08
28	Котельная №20б-2ш	0,12	0,00	0,12

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
29	Котельная №20м	3,72	0,00	3,72
30	Котельная №20в	0,03	0,00	0,03
31	Котельная №21м	6,02	0,00	6,02
32	Котельная №23м	6,45	0,00	6,45
33	Котельная №24м	6,45	0,00	6,45
34	Котельная №25	5,82	0,00	5,82
35	Крышная	0,15	0,00	0,15
36	Котельная №26	0,99	0,00	0,99
37	Котельная №26а	0,10	0,00	0,10
38	Котельная №27	0,26	0,60	0,86
39	Котельная №28	8,40	0,00	8,40
40	Котельная Спасское	13,86	2,60	16,46
41	Котельная депо "Новомосковск"	0,00	22,80	22,80
42	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,40	0,00	0,40
43	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,39	0,00	0,39
44	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,58	0,00	2,58
45	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,60	0,00	1,60
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,58	0,00	2,58
47	ПП НГРЭС Котельная №1	60,00	0,00	60,00
48	Новомосковская ГРЭС	223,1	79,3	302,4

в. ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности;

В таблице 1.2.77 представлены значения располагаемой тепловой мощности.

Таблица 1.2.77 – Значения располагаемой тепловой мощности

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
1	Котельная №2М	12,9	0,00	12,9
2	Котельная №4	2,76	0,00	2,76
3	Котельная №5	3,32	0,00	3,32
4	Котельная №8	5,96	0,00	5,96
5	Котельная №10	6,16	1,00	7,16
6	Котельная №12м	12,90	0,00	12,90
7	Котельная №13	6,16	0,00	6,16
8	Котельная №13а	4,67	0,00	4,67
9	Котельная №14	3,80	0,00	3,80
10	Котельная №15	2,40	0,00	2,40
11	Котельная №16	1,89	0,00	1,89
12	Котельная №17м	15,48	0,00	15,48
13	Котельная №19г	3,01	0,00	3,01
14	Котельная №19з	8,60	2,64	11,24
15	Котельная №31м	15,48	0,00	15,48
16	Котельная №34М	10,32	0,00	10,32
17	Котельная №32	0,86	0,00	0,86
18	Котельная №18	0,60	0,00	0,60
19	Котельная №18а	0,12	0,00	0,12
20	Котельная №18б	0,17	0,00	0,17
21	Котельная №18в	0,12	0,00	0,12
22	Котельная №20а-ш	0,09	0,00	0,09
23	Котельная №20а-4э	0,17	0,00	0,17
24	Котельная №20а-2э	0,08	0,00	0,08
25	Котельная №20а-д	0,08	0,00	0,08
26	Котельная №20б-1	0,08	0,00	0,08
27	Котельная №20б-2к	0,08	0,00	0,08
28	Котельная №20б-2ш	0,12	0,00	0,12
29	Котельная №20м	3,72	0,00	3,72
30	Котельная №20в	0,03	0,00	0,03

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Располагаемая мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
31	Котельная №21м	6,02	0,00	6,02
32	Котельная №23м	6,45	0,00	6,45
33	Котельная №24м	6,45	0,00	6,45
34	Котельная №25	4,92	0,00	4,92
35	Крышная	0,15	0,00	0,15
36	Котельная №26	0,99	0,00	0,99
37	Котельная №26а	0,10	0,00	0,10
38	Котельная №27	0,26	0,60	0,86
39	Котельная №28	8,40	0,00	8,40
40	Котельная Спасское	13,86	2,60	16,46
41	Котельная депо "Новомосковск"	0,00	22,80	22,80
42	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,40	0,00	0,40
43	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,39	0,00	0,39
44	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,58	0,00	2,58
45	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,60	0,00	1,60
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,58	0,00	2,58
47	ПП НГРЭС Котельная №1	60,00	0,00	60,00
48	Новомосковская ГРЭС	223,1	79,3	302,4

г. объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;

В таблице 1.2.78 представлен объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто.

Таблица 1.2.78 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч			Собственные нужды, Гкал/ч
		в горячей воде	в паре	сумма	
1	Котельная №2М	12,9	0,00	12,9	0,36
2	Котельная №4	2,70	0,00	2,70	0,06
3	Котельная №5	3,25	0,00	3,25	0,07
4	Котельная №8	5,83	0,00	5,83	0,13
5	Котельная №10	6,02	0,98	7,00	0,16
6	Котельная №12м	12,62	0,00	12,62	0,28
7	Котельная №13	6,02	0,00	6,02	0,14
8	Котельная №13а	4,57	0,00	4,57	0,10
9	Котельная №14	3,72	0,00	3,72	0,08
10	Котельная №15	2,35	0,00	2,35	0,05
11	Котельная №16	1,85	0,00	1,85	0,04
12	Котельная №17м	15,14	0,00	15,14	0,34
13	Котельная №19г	2,94	0,00	2,94	0,07
14	Котельная №19з	8,41	2,58	10,99	0,25
15	Котельная №31м	15,14	0,00	15,14	0,34
16	Котельная №34М	10,32	0,00	10,32	0,70
17	Котельная №32	0,84	0,00	0,84	0,02
18	Котельная №18	0,59	0,00	0,59	0,01
19	Котельная №18а	0,11	0,00	0,11	0,00
20	Котельная №18б	0,17	0,00	0,17	0,00
21	Котельная №18в	0,11	0,00	0,11	0,00
22	Котельная №20а-ш	0,08	0,00	0,08	0,00
23	Котельная №20а-4э	0,17	0,00	0,17	0,00
24	Котельная №20а-2э	0,08	0,00	0,08	0,00

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч			Собственные нужды, Гкал/ч
		в горячей воде	в паре	сумма	
25	Котельная №20а-д	0,08	0,00	0,08	0,00
26	Котельная №20б-1	0,08	0,00	0,08	0,00
27	Котельная №20б-2к	0,08	0,00	0,08	0,00
28	Котельная №20б-2ш	0,11	0,00	0,11	0,00
29	Котельная №20м	3,64	0,00	3,64	0,08
30	Котельная №20в	0,03	0,00	0,03	0,00
31	Котельная №21м	5,89	0,00	5,89	0,13
32	Котельная №23м	6,31	0,00	6,31	0,14
33	Котельная №24м	6,31	0,00	6,31	0,14
34	Котельная №25	4,81	0,00	4,81	0,11
35	Крышная	0,15	0,00	0,15	0,00
36	Котельная №26	0,97	0,00	0,97	0,02
37	Котельная №26а	0,10	0,00	0,10	0,00
38	Котельная №27	0,25	0,59	0,84	0,02
39	Котельная №28	8,22	0,00	8,22	0,18
40	Котельная Спасское	13,56	2,54	16,10	0,36
41	Котельная депо "Новомосковск"	0,00	22,30	22,30	0,50
42	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,39	0,00	0,39	0,01
43	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,38	0,00	0,38	0,01
44	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,52	0,00	2,52	0,06
45	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,56	0,00	1,56	0,04
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,52	0,00	2,52	0,06
47	ПП НГРЭС Котельная №1	58,68	0,00	58,68	1,32
48	Новомосковская ГРЭС	204,7	72,8	277,5	24,9

д. сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;

В таблице 1.2.79 представлены сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Таблица 1.2.79 - Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата
1	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 5000	2021	Газ природный	вода
2	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 5000	2021	Газ природный	вода
3	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000	2021	Газ природный	вода
4	Котельная №2М	REMEX Турботерм Оптима (ТТГ) 1000	2021	Газ природный	вода
6	Котельная №4	АВ-10	1974	Газ природный	вода
7	Котельная №4	АВ-10	1974	Газ природный	вода
8	Котельная №4	ВК-22	2006	Газ природный	вода
9	Котельная №4	ВК-22	2006	Газ природный	вода
10	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода
11	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода
12	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода
13	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода
14	Котельная №8	Дрезден-Юбингау	1959	Газ природный	вода
15	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода
16	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода
17	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода
18	Котельная №8	АВ-10	1959	Газ природный	вода
19	Котельная №8	ВК-21	2005	Газ природный	вода

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата
20	Котельная №10	E-1,6/0,9	1997	Газ природный	пар
21	Котельная №10	КСВа-2,5	1997	Газ природный	вода
22	Котельная №10	КСВа-2,5	1997	Газ природный	вода
23	Котельная №10	БК-21	2006	Газ природный	вода
26	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода
27	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода
28	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода
29	Котельная №13	КВа-2,5	1996	Газ природный	вода
30	Котельная №13	КВа-2,5	1996	Газ природный	вода
31	Котельная №13	БК-21	2002	Газ природный	вода
32	Котельная №13а	КВС-70	1996	Газ природный	вода
33	Котельная №13а	КВС-70	1995	Газ природный	вода
34	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода
35	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода
36	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода
37	Котельная №13а	RSA-100	2016	Газ природный	вода
38	Котельная №13а	RSA-100	2016	Газ природный	вода
39	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода
40	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода
41	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода
42	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода
43	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода
44	Котельная №15	АВ-10	1951	Газ природный	вода
45	Котельная №15	АВ-10	1951	Газ природный	вода
46	Котельная №15	АВ-10	1951	Газ природный	вода
47	Котельная №16	АВ-10	1959	Газ природный	вода
48	Котельная №16	АВ-10	1959	Газ природный	вода
49	Котельная №16	АВ-10	1959	Газ природный	вода
50	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода
51	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода
52	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2018	Газ природный	вода
53	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2018	Газ природный	вода
54	Котельная №19г	Duotherm-1500	2017	Газ природный	вода
55	Котельная №19г	Duotherm-2000	2017	Газ природный	вода
56	Котельная №19з	Vapotherm-2000/8	2017	Газ природный	пар
57	Котельная №19з	Vapotherm-2000/8	2017	Газ природный	пар
58	Котельная №19з	Duotherm-3500	2017	Газ природный	вода
59	Котельная №19з	Duotherm-3500	2017	Газ природный	вода
60	Котельная №19з	Duotherm-3000	2017	Газ природный	вода
61	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2017	Газ природный	вода
62	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2017	Газ природный	вода
63	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2017	Газ природный	вода
64	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2017	Газ природный	вода
65	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000	2021	Газ природный	вода
66	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000	2021	Газ природный	вода
67	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000	2021	Газ природный	вода
70	Котельная №32	КВа-0,5	2010	Газ природный	вода
71	Котельная №32	КВа-0,5	2010	Газ природный	вода
72	Котельная №18	АОГВ-35	2015	Газ природный	вода
73	Котельная №18	АОГВ-35	2015	Газ природный	вода
74	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
75	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
76	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
77	Котельная №18б	Хопер-100	2010	Газ природный	вода
78	Котельная №18б	Хопер-100	2010	Газ природный	вода
79	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода
80	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода
81	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода
82	Котельная №20а-ш	Хопер-100	1998	Газ природный	вода
83	Котельная №20а-4э	Хопер-100	1998	Газ природный	вода

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата
84	Котельная №20а-4э	Хопер-100	1998	Газ природный	вода
85	Котельная №20а-2э	RS-A100	2016	Газ природный	вода
86	Котельная №20а-д	RS-A100	2016	Газ природный	вода
87	Котельная №20б-1	THERM DUO 50T	2010	Газ природный	вода
88	Котельная №20б-1	THERM DUO 50T	2010	Газ природный	вода
89	Котельная №20б-2к	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
90	Котельная №20б-2к	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
91	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
92	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
93	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода
94	Котельная №20в	Siberia 17	2015	Газ природный	вода
95	Котельная №20в	Siberia 17	2015	Газ природный	вода
96	Котельная №20м	БК-21	2004	Газ природный	вода
97	Котельная №20м	БК-21	2004	Газ природный	вода
98	Котельная №21м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода
99	Котельная №21м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода
100	Котельная №21м	Duoterm-2000 Polikraft	2017	Газ природный	вода
101	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода
102	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода
103	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода
104	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода
105	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода
106	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода
107	Котельная №25	КВС-70	1984	Газ природный	вода
108	Котельная №25	КВС-70	1984	Газ природный	вода
109	Котельная №25	Ланкаширский	1955	Газ природный	вода
110	Котельная №25	Ланкаширский	1955	Газ природный	вода
111	Котельная №25	Ланкаширский	1966	Газ природный	вода
112	Котельная №25	БК-21	н/д	Газ природный	вода
113	Котельная №26а	Siberia-29	2017	Газ природный	вода
114	Котельная №26а	Гном	2007	Газ природный	вода
115	Котельная №26а	Гном	2017	Газ природный	вода
116	Котельная №26	КВа-0,65	2010	Газ природный	вода
117	Котельная №26	КВа-0,25	2010	Газ природный	вода
118	Котельная №26	КВа-0,25	2010	Газ природный	вода
119	Котельная №27	Хопер-100	2006	Газ природный	вода
120	Котельная №27	Хопер-100	2009	Газ природный	вода
121	Котельная №27	Хопер-100	2016	Газ природный	вода
122	Котельная №27	Е-1-9	1998	Газ природный	пар
123	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода
124	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода
125	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода
126	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода
127	Котельная Спасское	ДКВР-4/13	1978	Газ природный	пар
128	Котельная Спасское	КВГ-6,5-150	1983	Газ природный	вода
129	Котельная Спасское	КВГ-6,5-150	1983	Газ природный	вода
130	Котельная Спасское	Термотехник ТТ 50	2017	Газ природный	вода
131	Котельная Спасское	Термотехник ТТ 50	2017	Газ природный	вода
132	Крышная	THERM TRIO	2012	Газ природный	вода
133	Крышная	THERM TRIO	2012	Газ природный	вода
134	Новомосковская ГРЭС	ПТВМ-30М	1978	Газ природный	пар
135	Новомосковская ГРЭС	ПТВМ-30М	1979	Газ природный	пар
136	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005	Газ природный	вода
137	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005	Газ природный	вода
138	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005	Газ природный	вода

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата
139	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ПВ 100	2005	Газ природный	вода
140	Котельная МУП "Райзеленстрой"	АВ-10	1970	Газ природный	вода
141	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008	Газ природный	вода
142	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008	Газ природный	вода
143	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ЗИОСАБ-1000	2008	Газ природный	вода
144	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2010	Газ природный	вода
145	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2010	Газ природный	вода
146	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	REX-62	2011	Газ природный	вода
147	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-10/13	н/д	Газ природный	пар
148	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-10/13	н/д	Газ природный	пар
149	Котельная депо "Новомосковск"	ДКВР-2,5/13	н/д	Газ природный	пар
150	ПП НГРЭС Котельная №1	Котлоагрегат №1	1968	Газ природный	пар
151	ПП НГРЭС Котельная №1	Котлоагрегат №2	1968	Газ природный	пар
152	ПП НГРЭС Котельная №1	Котлоагрегат №3	1973	Газ природный	пар
153	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	ВК-21	2012	Газ природный	вода
154	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	Турботермстандарт - 1000	2012	Газ природный	вода

е. схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);

Установленная электрическая мощность НГРЭС составляет 234 МВт. Установленная тепловая мощность – 362,4 Гкал/ч.

По установленному теплофикационному оборудованию:

- ТФУ – 275 Гкал/ч
- БУ – 25 Гкал/ч.

По отборам турбин

- ТА ст.№4 – 40 Гкал/ч;
- ТА ст.№7 – 165 Гкал/ч;
- ТА ст.№9 блока ПГУ-190 - 97,4 Гкал/ч.

Котельная №1 – 60 Гкал/ч.

По проекту основным видом топлива является подмосковный бурый уголь. Топочный мазут используется на котлах для растопки и подсветки при сжигании бурого угля при отсутствии газообразного топлива. Котлы ст. № 13, 14, 15 реконструированы для сжигания природного газа и смеси топлив «газ-уголь». В связи с установленными ограничениями по выбросам золы в атмосферу использование проектного топлива (подмосковного бурого угля) сокращено. На станции как основное топливо используется природный газ.

На Новомосковской ГРЭС находится в эксплуатации группа теплосилового оборудования высокого давления (9,0 МПа).

От парового коллектора 9,0 МПа пар подается на турбины:

- ст. №4 типа Р-14-90/31(7);
- ст. №7 типа Р-32-90/13.

Пиковые нагрузки потребителей тепла в горячей воде компенсируется за счёт нагрева сетевой воды в пиковых бойлерах ТФУ и БУ паром промышленных параметров из противодавления ТА ст. №№4,7. Установленная тепловая мощность ТФУ составляет 275 Гкал/ч, БУ – 25 Гкал/ч. На станции имеются редуционно-охладительные установки РОУ 33 (13) / 2,5 ст. №№15,16. Паспортная производительность двух РОУ при проектном давлении свежего пара 33 кгс/см² составляет 240 т/ч, или 132 Гкал/ч. По результатам заключения ЭПБ давление пара перед РОУ ст.№№ 15,16 (33/2,5 кгс/см²) снижено до 13 кгс/см², что повлекло снижение их производительности на 32,2% до значения 162,8 т/ч или 89,5 Гкал/ч.

Паровая турбина ст. №4 типа Р-14-90/31 имеет один производственный отбор пара давлением 3,0 МПа, (после реконструкции, выполненной в 2001 г. ТА ст. №4 может работать с противодавлением 0,7 МПа), пар от которого поступает к паровому коллектору среднего давления 3,0 МПа (или на производство давлением 0,7 МПа). При работе ТА ст. №4 с противодавлением 0,7 МПа резервом являются РОУ ст. №№ 11,12,17,18.

Паровая турбина ст. №7 типа Р-32-90/13 имеет один производственный отбор пара 1,3 МПа. К турбине подключены подогреватели высокого давления: № 1 типа ПВ-425-230-25; № 2 типа ПВ-425-230-35; № 3 типа ПВ-350-230-50. Пар из противодавления ТА ст.№7 поступает в общий станционный коллектор пара давлением 1,3 МПа и далее потребителям пара 1,3 МПа, а также через перемычки ДЗхк-7, ДЗхк-8, и обратным ходом через РОУ 33/13 ст. №№1,2 направляется на вход РОУ 33 (13) / 7 ст. №№11,12,13,14 и РОУ 33 (13) / 2,5 ст. №№15,16. Резервом тепловой мощности ТА ст. №7 являются РОУ 100 / 13 ст. №№3,4.

Паровая турбина ст. №9 типа SST-600 имеет один теплофикационный отбор пара 0,12 МПа. К турбине подключены два подогревателя сетевой воды ПСГ-1,2.

На станции установлено четыре деаэратора атмосферного типа ст. №№1А,1Б,5А,5Б.

Теплофикационная установка предназначена для снабжения теплом в виде горячей воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение промышленных предприятий и жилой застройки южной части города. Для подогрева воды в сетях южной части города теплофикационная установка (ТФУ) снабжена четырьмя основными бойлерами типа БО-550-3М и четырьмя пиковыми бойлерами типа БП-500-М, производства Саратовтяжмаш.

Для подогрева воды в теплосети северной части города и промпредприятий бойлерная установка (БУ) снабжена основным бойлером типа БО-200 и пиковым бойлером типа БП-200. На рисунках 1.2.158 – 1.2.160 представлены схемы выдачи тепловой мощности от Новомосковской ГРЭС.

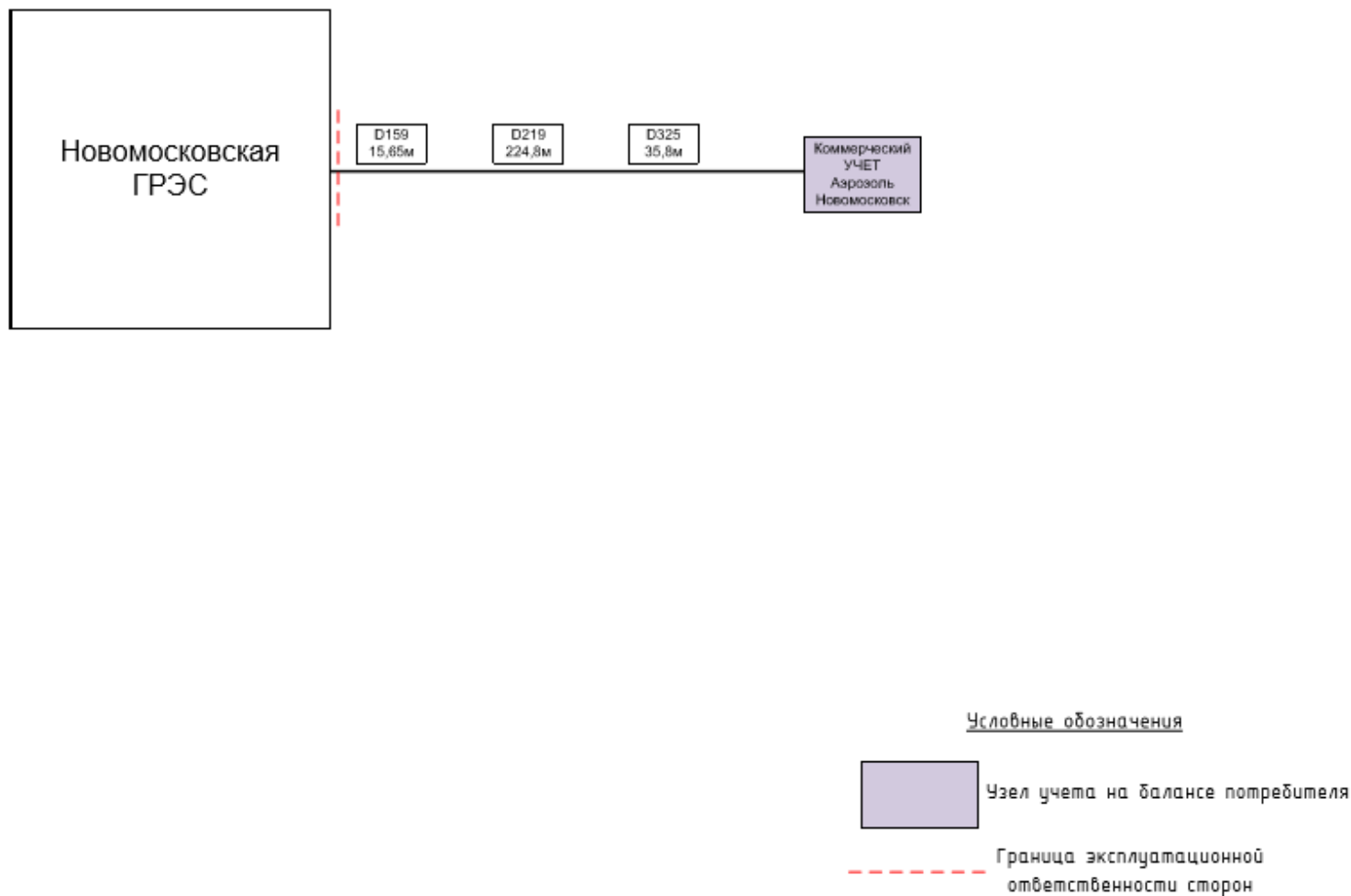


Рисунок 1.2.159 - Схема выдачи тепловой мощности от Новомосковской ГРЭС

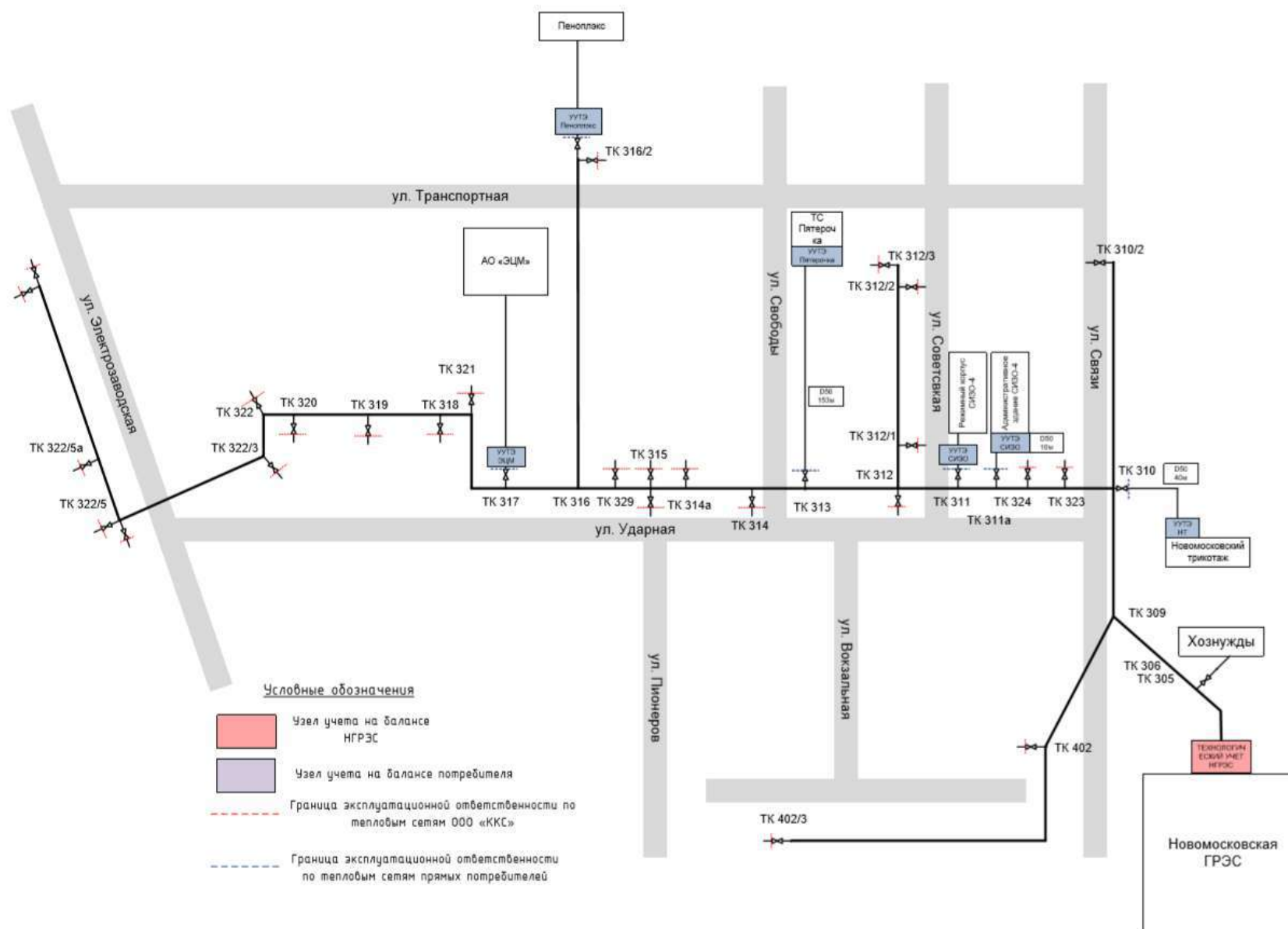


Рисунок 1.2.160 - Схема выдачи тепловой мощности от Новомосковской ГРЭС

ж. способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;

На котельных эксплуатируемых Восточным филиалом ООО «ККС», на всех ЦТП и на бойлерной от которой отапливается заводской район г. Новомосковск осуществляется центральное качественное регулирование отпуска тепла в тепловые сети посредством изменения температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с утвержденным температурным графиком.

Системы управления источников тепловой энергии оборудованы автоматикой безопасной эксплуатации котлов и локальными автоматическими системами регулирования (АСР) основных технологических параметров работы основного и вспомогательного оборудования.

з. среднегодовая загрузка оборудования;

В таблице 1.2.80 представлены значения среднегодовой загрузки оборудования теплового хозяйства.

Таблица 1.2.80 - Значения среднегодовой загрузки оборудования теплового хозяйства

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации	Суммарная установленная мощность источников теплоснабжения на конец года, Гкал/ч	Произведено тепловой энергии за год, тыс. Гкал	Общий КИУМ
1	Восточный филиал ООО "ККС"	202,73	320,18	0,187
2	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС	302,40	549,88	0,311
3	ПАО «Квадра» ПП НГЭС передача	0,00	0,00	
4	МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,40	0,00	0,000
5	МУП "Райзеленстрой"	0,39	0,00	0,000
6	ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,58	3,90	0,179
7	ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,60	0,00	0,000
8	ОАО "РЖД"	22,80	32,18	0,168
9	АО «Новомосковская акционерная компания» «Азот»	0,00	0,00	
10	ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,58	1,17	0,054
11	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС Котельная №1	60,00	2,54	0,005

и. способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;

Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети, представлены в п. а части 2 настоящего документа.

к. статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии;

Статистика отказов и восстановлений оборудования представлена в приложении В.

л. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии;

Предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии не выдавалось.

м. перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

К генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, относятся генерирующие объекты, определенные решением Правительства Российской Федерации на основании предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики. На основании распоряжения Правительства:

от 29 июля 2016г №1619-р, на период с 01 января 2020г по 31 декабря 2020г генерирующее оборудование ПАО «Квадра – Генерирующая компания» ТГ-4 и ТГ-7 Новомосковской ГРЭС (установленная мощность соответственно 14 и 32МВт) отнесены в перечень оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

На период с 2022 года по 2024 год генерирующее оборудование ТГ-4, ТГ-7 и блок ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС отобрано для участия в КОМ (конкурентный отбор мощности) на общих основаниях.

в. часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них";

- а. описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения;**

Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии представлено в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 - Характеристики тепловых сетей различных источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) трубы от источников тепловой энергии, м																
		Итого	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700
Суммарные значения:		220339	1911,5	2614,5	20125,4	12256,5	23706,9	42935,7	11183,9	39299,4	23085,7	7579,5	7798,1	2545	5578,27	2653,85	8993,4	8071
1	Котельная №2	13548	6,0	30,0	870,0	1501,0	877,0	1631,0	439,0	3336,0	1627,0	76,0	1155,0	2000,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Котельная №4	590	0,0	0,0	74,0	52,0	42,0	126,0	110,0	10,0	176,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Котельная №5	1711	1,0	0,0	79,0	54,0	8,0	1569,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Котельная №8	2617	190,0	0,0	275,0	282,0	80,0	401,0	22,0	824,0	441,0	102,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Котельная №10	4974	252,0	0,0	1242,4	0,0	827,0	930,0	0,0	1367,0	334,0	22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Котельная №10а	50	0,0	0,0	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Котельная №12м	3878	10,0	0,0	326,0	170,0	558,5	315,0	69,0	1066,0	1363,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Котельная №13	2565	53,0	16,0	693,0	295,0	290,0	523,0	275,0	240,0	160,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Котельная №13а	2917	1,0	21,0	369,0	165,0	389,0	540,0	402,0	544,0	467,0	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Котельная №14	1340	20,0	0,0	180,0	0,0	33,0	697,0	30,0	370,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Котельная №15	1480	112,0	109,0	299,0	276,0	322,0	255,0	0,0	67,0	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Котельная №16	847	0,0	0,0	40,0	50,0	214,0	238,0	305,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Котельная №17м	1711	0,0	0,0	142,0	0,0	0,0	232,0	176,0	811,0	330,0	0,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Котельная №19г	9302	0,0	0,0	776,0	0,0	286,0	2370,0	230,0	4995,0	0,0	645,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Котельная №19з	8024	0,0	0,0	879,0	0,0	788,0	1717,0	0,0	2510,0	1460,0	670,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Котельная №31м	6923	31,0	211,0	634,0	660,0	1226,0	1460,0	540,0	1134,0	401,0	598,0	28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Котельная №34	7516	0,0	0,0	579,0	404,0	642,0	871,0	664,0	1193,0	1424,0	100,0	976,0	0,0	473,0	190,0	0,0	0,0
18	Котельная №32	277	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	268,0	0,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Котельная №18	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Котельная №18а	25	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Котельная №18б	70	0,0	0,0	70,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Котельная №18в	25	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Котельная №20а-ш	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Котельная №20а-4э	60	0,0	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Котельная №20а-2э	35	0,0	0,0	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Котельная №20а-д	21	0,0	0,0	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Котельная №20б-1	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	Котельная №20б-2к	1	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Котельная №20б-2ш	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	Котельная №20м	1492	80,0	0,0	179,0	0,0	400,0	358,0	0,0	195,0	280,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Котельная №20в	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Котельная №21м	6370	25,0	42,0	1072,5	410,0	463,5	1696,5	0,0	1918,0	742,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	Котельная №23м	6206	0,0	76,5	1172,5	71,5	1555,6	1348,5	0,0	1251,0	555,5	166,5	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Котельная №24м	5363	88,0	79,0	545,0	139,0	961,0	2230,0	0,0	233,0	948,0	140,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Котельная №25	2743	0,0	0,0	342,0	0,0	668,3	867,2	110,4	552,5	202,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Крышная	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Котельная №26	1560	150,0	230,0	490,0	120,0	120,0	0,0	350,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Котельная №26а	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Котельная №27	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	Котельная №28	2163	87,5	0,0	264,5	451,0	172,5	727,0	0,0	398,9	62,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Котельная Спасское	4427	172,0	258,0	599,0	1123,0	284,0	679,0	213,0	940,0	159,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Ду) трубы от источников тепловой энергии, м																
		Итого	32	40	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700
42	Новомосковская ГРЭС	112886	633,0	1542,0	7670,5	5150,0	11544,5	17306,5	7248,5	14617,0	11363,9	5021,0	5610,5	545,0	5105,3	2463,9	8993,4	8071,0
43	Котельная депо "Новомосковск"	3776	0,0	0,0	46,0	883,0	194,0	1495,0	0,0	718,0	440,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	1546	0,0	0,0	0,0	0,0	761,0	785,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	1300	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Протяженность и материальная характеристика трубопроводов различных диаметров показаны в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 - Протяженность и материальная характеристика трубопроводов с разбивкой по диаметрам

№ п/п	Условный диаметр Ду, мм	Длина участка (по каналу), м	Материальная характеристика, м. кв.	Объем тепловых сетей, м. куб.
Суммарные значения:		220338,6	81261,5	18360,5
1	25	0,0	0,0	0,0
2	32	1911,5	160,6	3,1
3	40	2614,5	232,8	6,2
4	50	20125,4	2289,2	78,7
5	65	0,0	0,0	0,0
6	70	12256,5	1767,8	84,9
7	80	23706,9	4136,5	230,4
8	90	0,0	0,0	0,0
9	100	42935,7	9236,8	669,5
10	125	11183,9	2872,0	258,4
11	150	39299,4	12286,9	1348,6
12	160	0,0	0,0	0,0
13	175	0,0	0,0	0,0
14	200	23085,7	9967,4	1417,5
15	225	0,0	0,0	0,0
16	250	7579,5	4100,0	733,5
17	300	7798,1	5059,4	1098,5
18	350	2545,0	1918,9	489,7
19	400	5578,3	4752,6	1401,9
20	450	0,0	0,0	0,0
21	500	2653,9	2812,9	1042,1
22	600	8993,4	8051,4	3288,3
23	700	8071,0	11616,5	6209,1

Для трубопроводов внутриквартальных тепловых сетей в основном используется тепловая изоляция из минеральной ваты, для магистральных тепловых сетей ГРЭС используется ППУ-изоляция.

Основная часть тепловых сетей была введена в эксплуатацию до 1990 г.

На балансе ПАО «Квадра» состоят 5 центральных тепловых пунктов, магистральные сети до ЦТП и 1 насосная станция. Все ЦТП получают тепловую энергию по магистральным тепловым сетям от ГРЭС, характеристика тепловых пунктов представлена в таблице 1.3.3. Характеристика насосной станции представлена в таблице 1.3.4.

На рисунках 1.3.1 – 1.3.5 представлены принципиальные схемы работы ПНС, ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-3, ЦТП-4, ЦТП-5.

Таблица 1.3.3 – Характеристика центральных тепловых пунктов.

Наименование	ЦТП-1	ЦТП-2	ЦТП-3	ЦТП-4	ЦТП-5
Адрес	ул. Молодежная, д. 3	ул. Дружбы, д. 8 "Б"	ул. Северодонецкая, д. 5	ул. Калинина/Садовского	ул. Куйбышева, д. 20 «А»
Марка и количество теплообменного оборудования (подогреватели отопления и ГВС)	РИДАН НН №65 = 4 шт.	РИДАНН НН №65=3 шт. РИДАНН НН №43=1 шт. ГВС Машимпэкс NT100 (2 шт.)	РИДАН НН №43=4 шт.	Машимпэкс NT250LV/B-16/170=3 шт. пиковый Машимпэкс NT100THV/CDL-10/20=2 шт.	РИДАН НН №65=3 шт.
Схема включения теплообменного оборудования	независимая	независимая	независимая	независимая	независимая
Марка насосов (отопление / ГВС)	Д630-90	Д800-56а / DPV (F) 10-40	WILO IL 250-400/90-4 / подача: WILO IL 80/170-15/2; обратка: DPV (F) 45-30-1	WILO IL 250-440-132/4	WILO IL 250-400/90-4 / DPV (F) 65-60-15,0
Количество насосов	4 шт.	3 шт. / 2 шт.	3 шт. / прям. 2 шт.; обр. 2 шт.	4 шт.	4 шт. / 3 шт.
Расчетный расход, м³/ч	1300 / 500 (летний режим)	1220/55	1070/100	1350	712/60
Давление на входе	3,0 кгс/см²	3,2 кгс/см² / 4,0 кгс/см²	4,8 кгс/см² / прям. 5,5 кгс/см²; обр. 4,5 кгс/см²	2,8 кгс/см²	3,0 кгс/см² / 2,9 кгс/см²
Давление на выходе	7,0 кгс/см²	6,7 кгс/см² / 4,0 кгс/см²	6,9 кгс/см² / прям. 6,5 кгс/см²; обр. 4,5 кгс/см²	5,0 кгс/см²	5,3 кгс/см² / 2,9 кгс/см²
Состояние насосов (в работе или резерве)	насосы №1,2,3,4 в резерве	отопление: насосы №1,2,3 в резерве. ГВС: насосы №1,2 в работе.	отопление: насосы №1,2,3 в резерве / ГВС: прям. №1 в работе №2 в рез.; обр. №1,2 в работе	насосы №1,2,3,4 в резерве	отопление: насосы №1,2,3 в резерве. ГВС: насосы №1 в работе, №2,3 в резерве.

Таблица 1.3.4 – Характеристика насосной станции ГРЭС.

Наименование показателей	Показатель
Адрес	г. Новомосковск, Тульская область, ул. Молодежная, д. 3
Тип	центробежные, сетевые, горизонтальные, одноступенчатые с рабочими колёсами двухстороннего входа теплоносителя.
Марка насосов	СЭ-1250-70-11 / СЭ-800-55-12
Кол-во насосов	3шт. / 3шт.
Расход, м³/ч	1250 / 800
Давление на входе, м вод. ст.	50 / 20
Давление на выходе, м вод. ст.	120 / 75

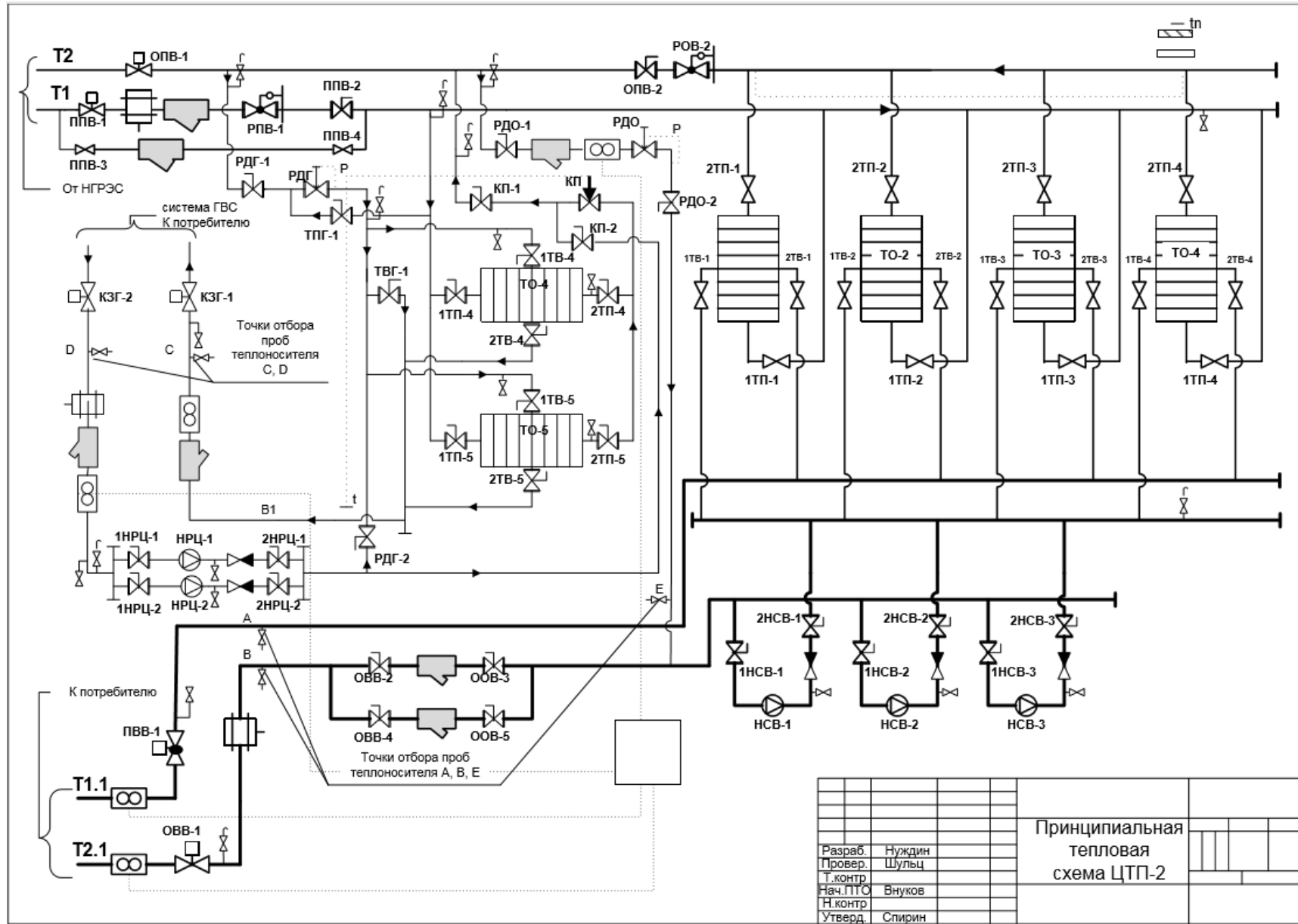
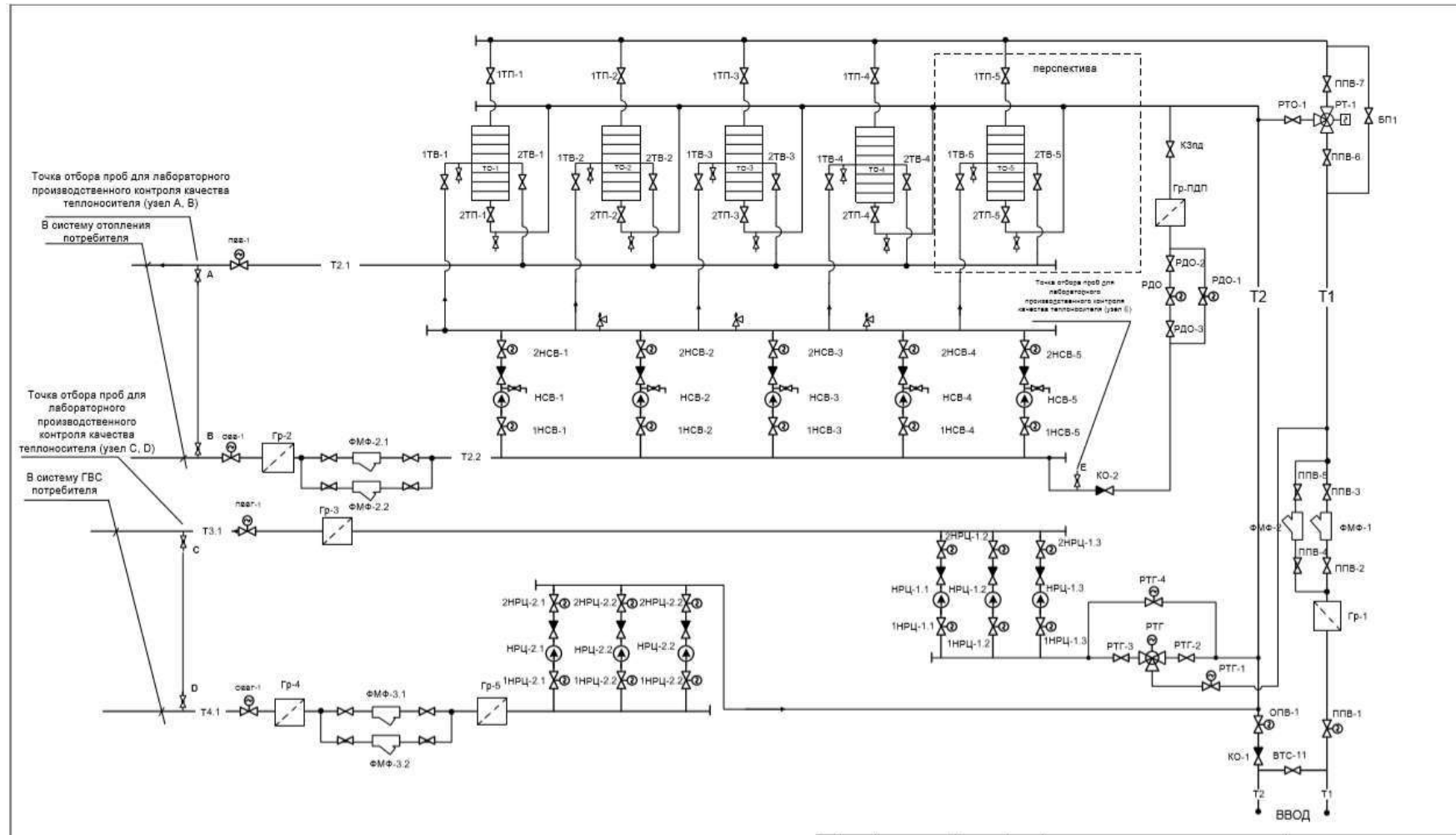


Рисунок 1.3.1 – Принципиальная схема работы ЦТП-2



Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Принципиальная тепловая схема ЦТП-3
Разраб.	Жайворон				
Провер.	Шульц				
Т.контр.					
Нач.ПТО	Внуков				
Н.контр.					
Утв.	Спирин				

Рисунок 1.3.2 – Принципиальная схема работы ЦТП-3

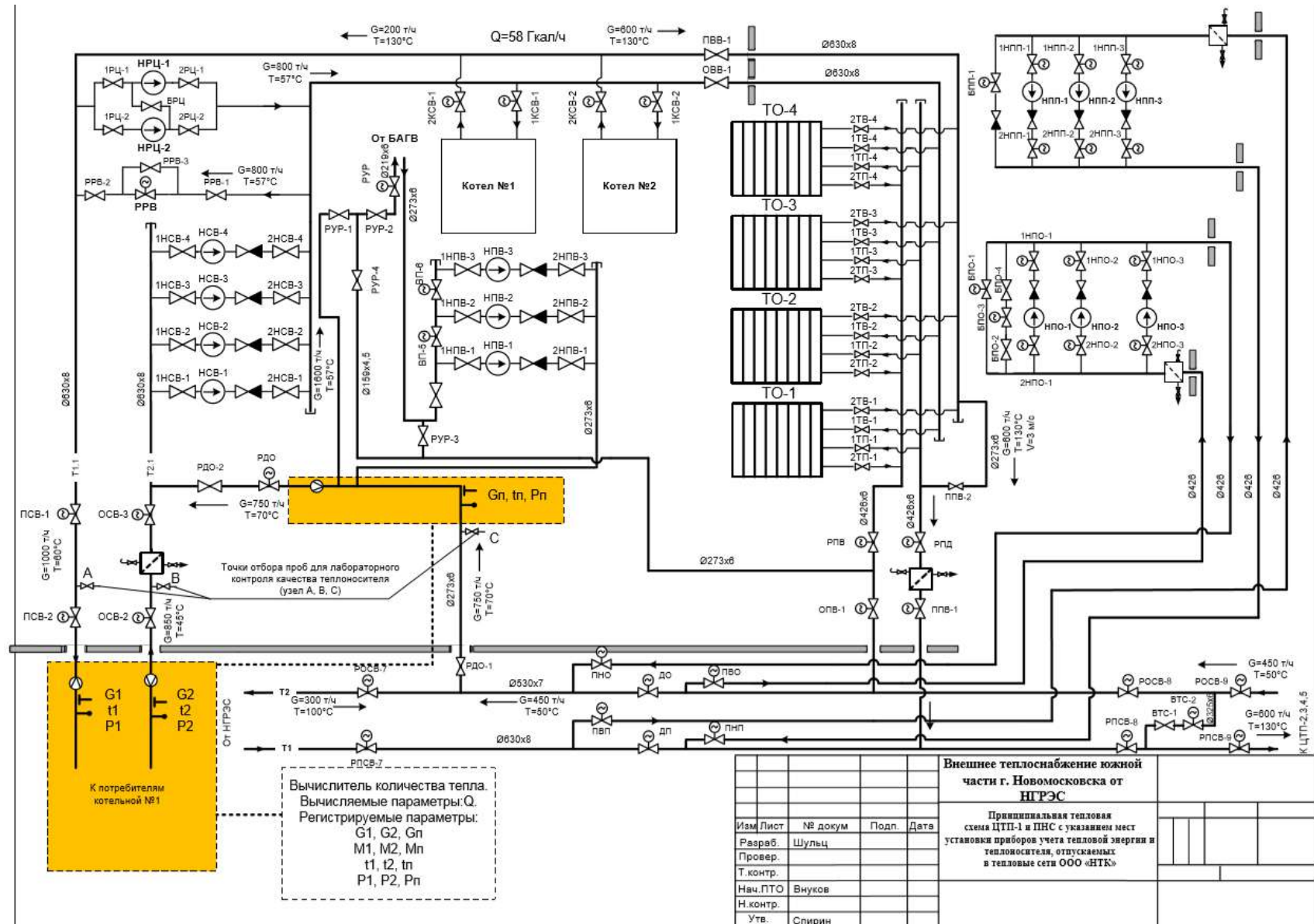


Рисунок 1.3.3 – Принципиальная схема работы ЦТП-1 и ПНС

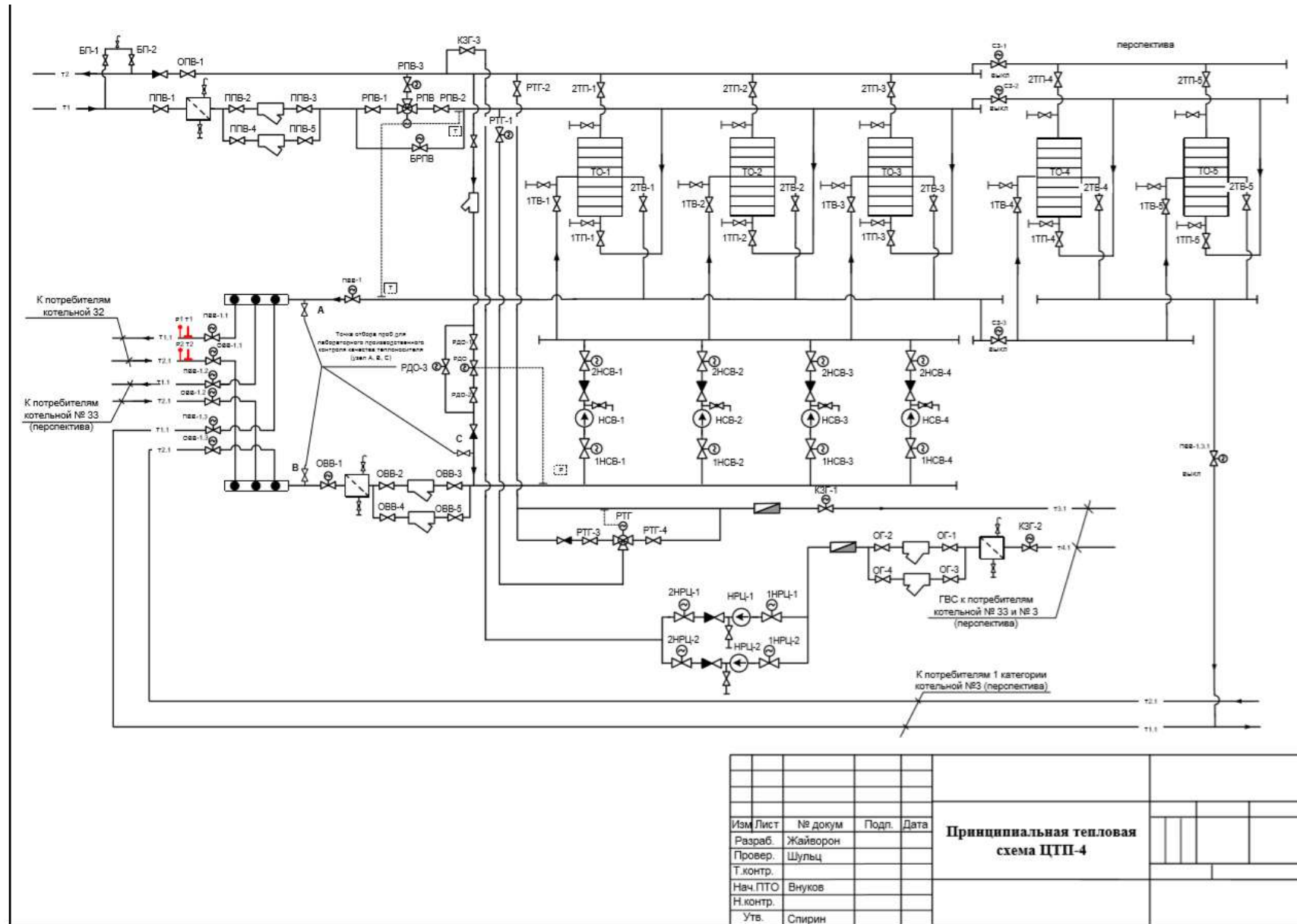


Рисунок 1.3.4 – Принципиальная схема работы ЦТП-4

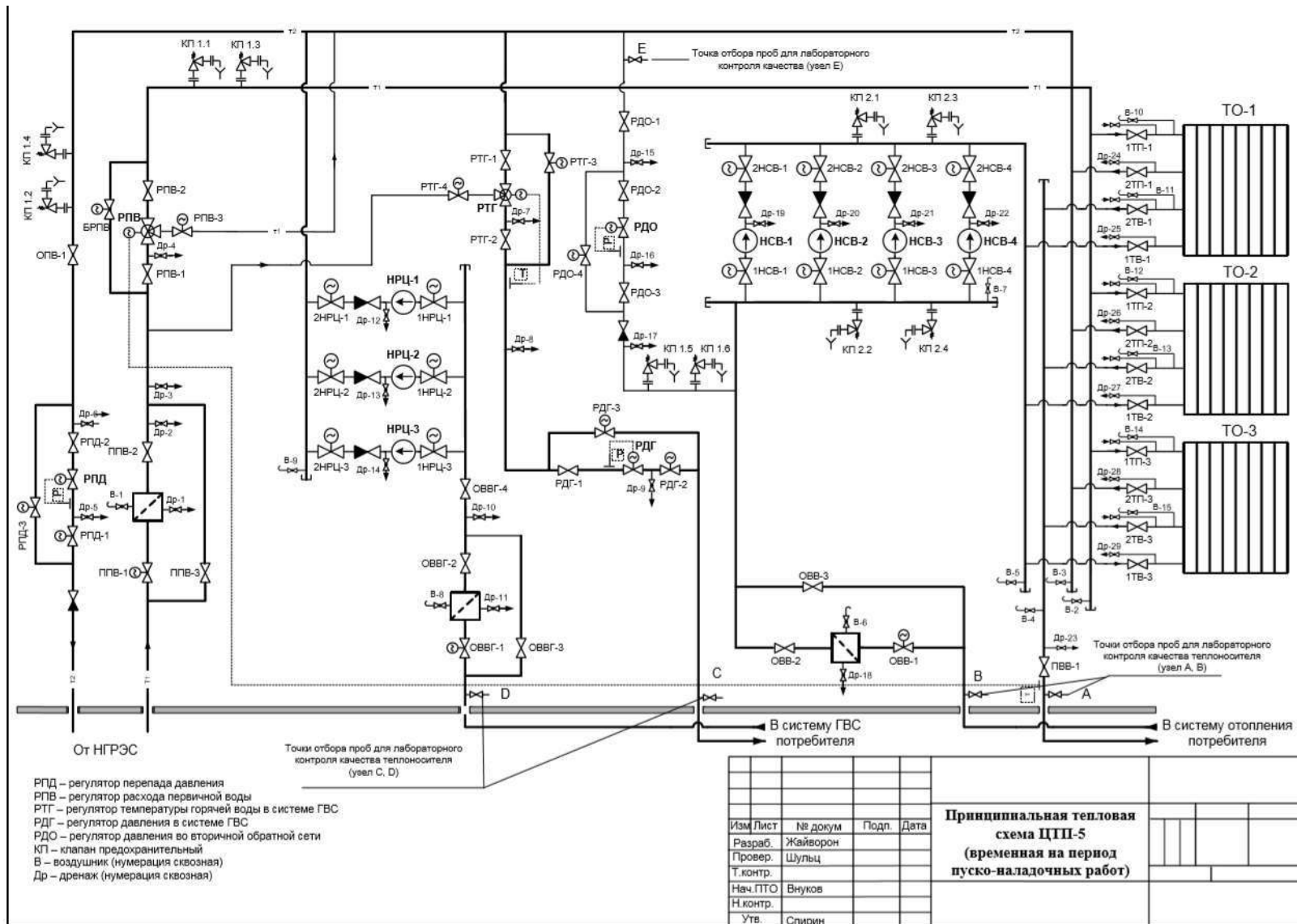


Рисунок 1.3.5 – Принципиальная схема работы ЦТП-5

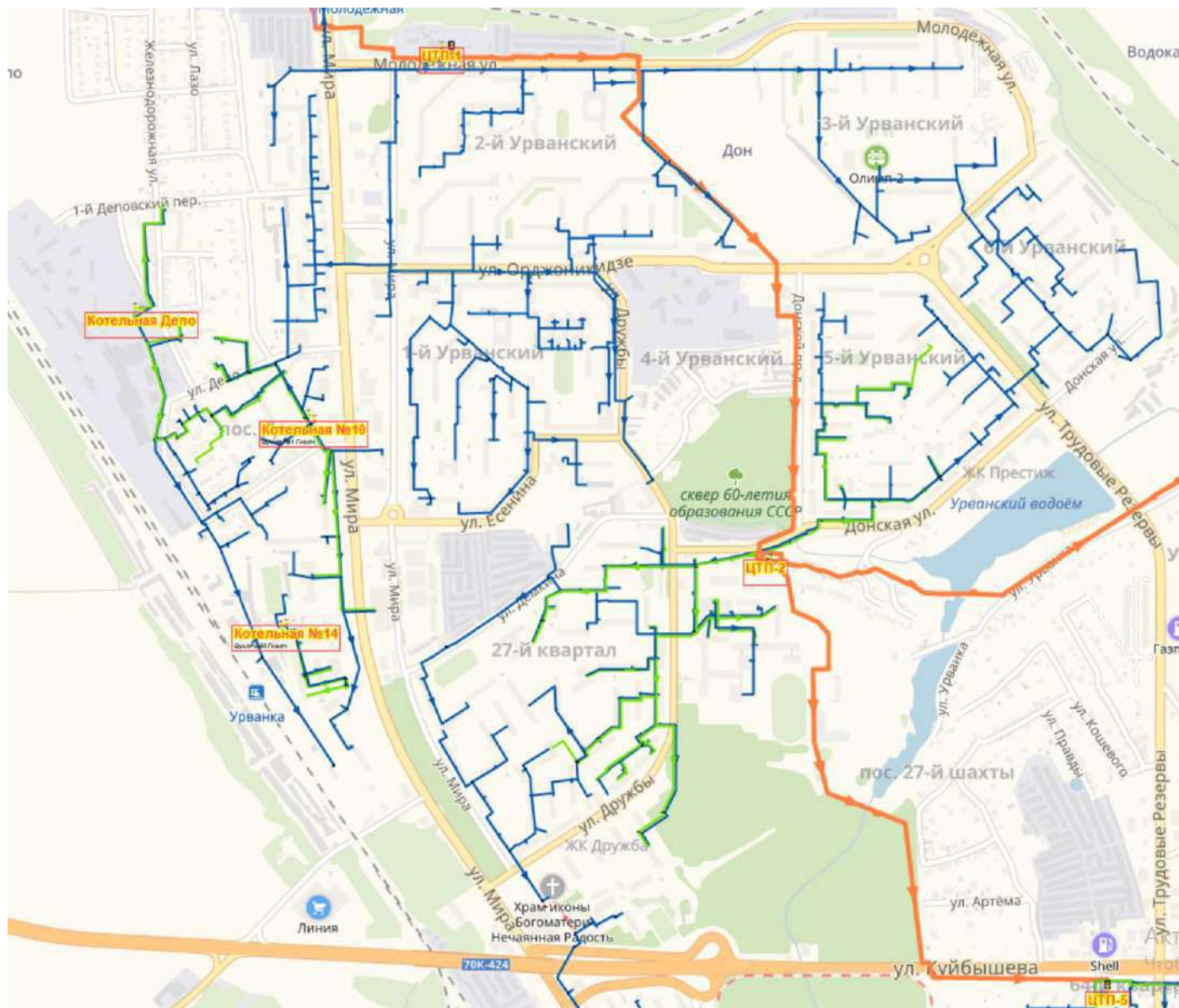


Рисунок 1.3.7 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

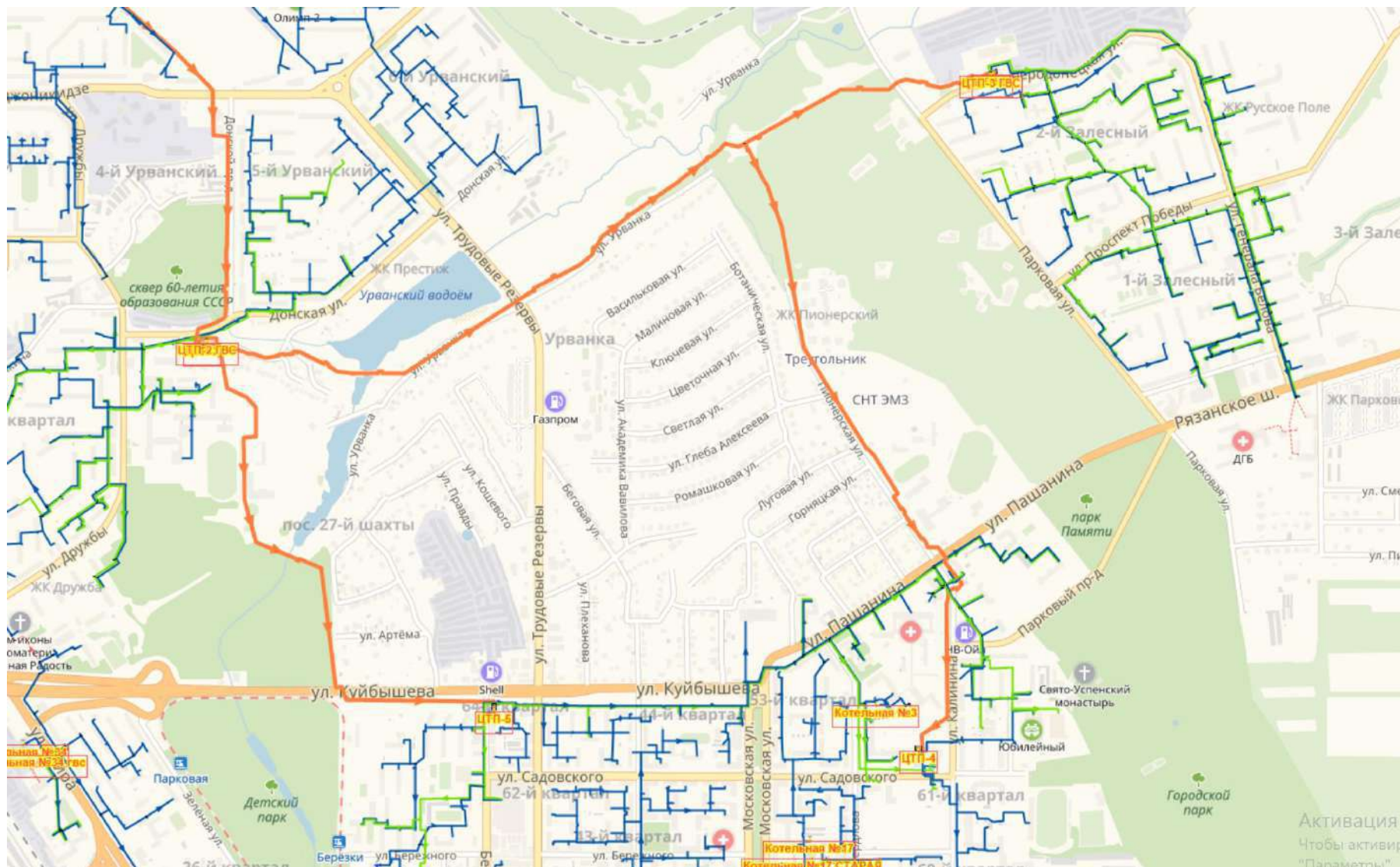


Рисунок 1.3.8 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии



Рисунок 1.3.11 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

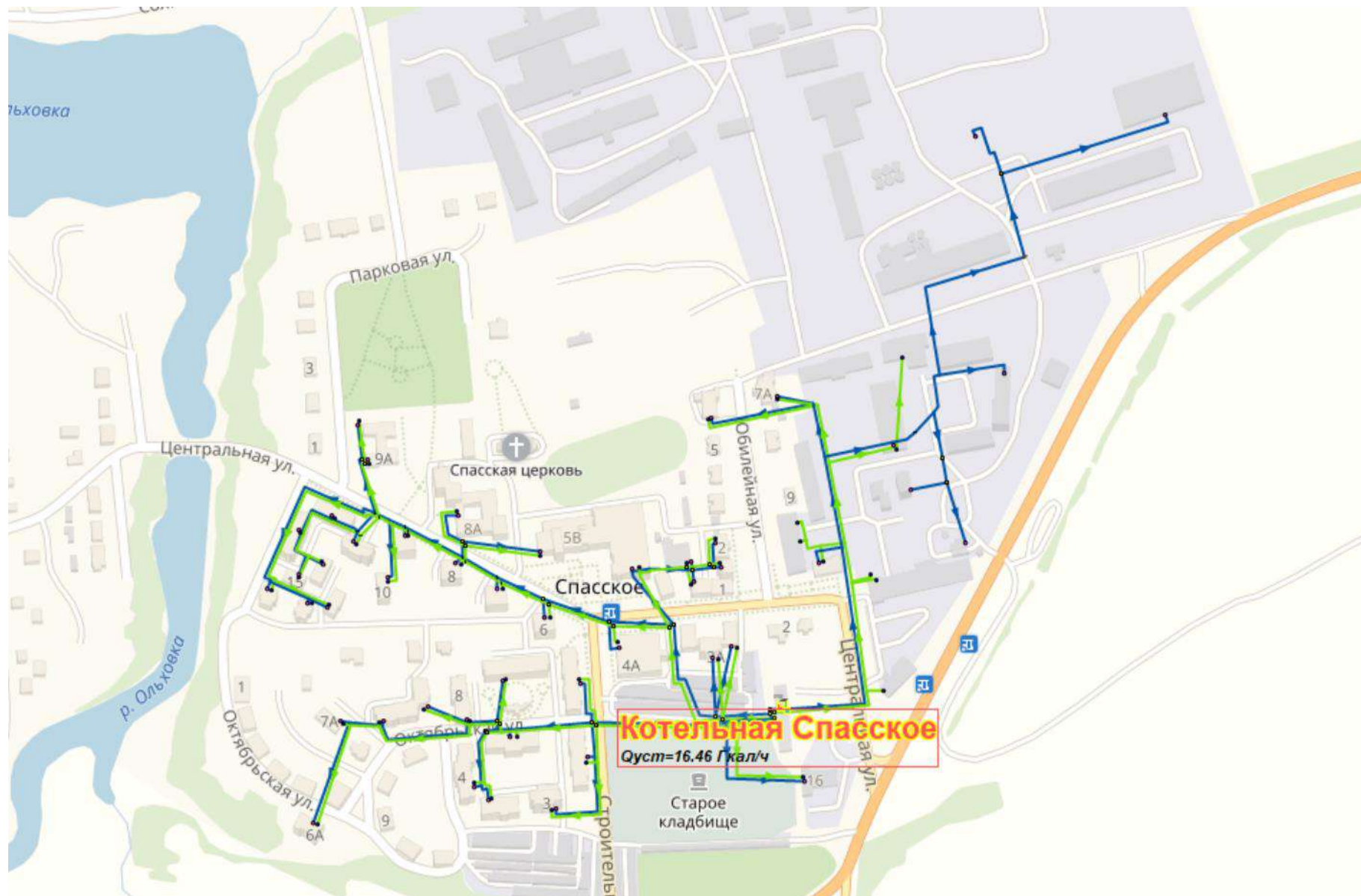


Рисунок 1.3.12 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

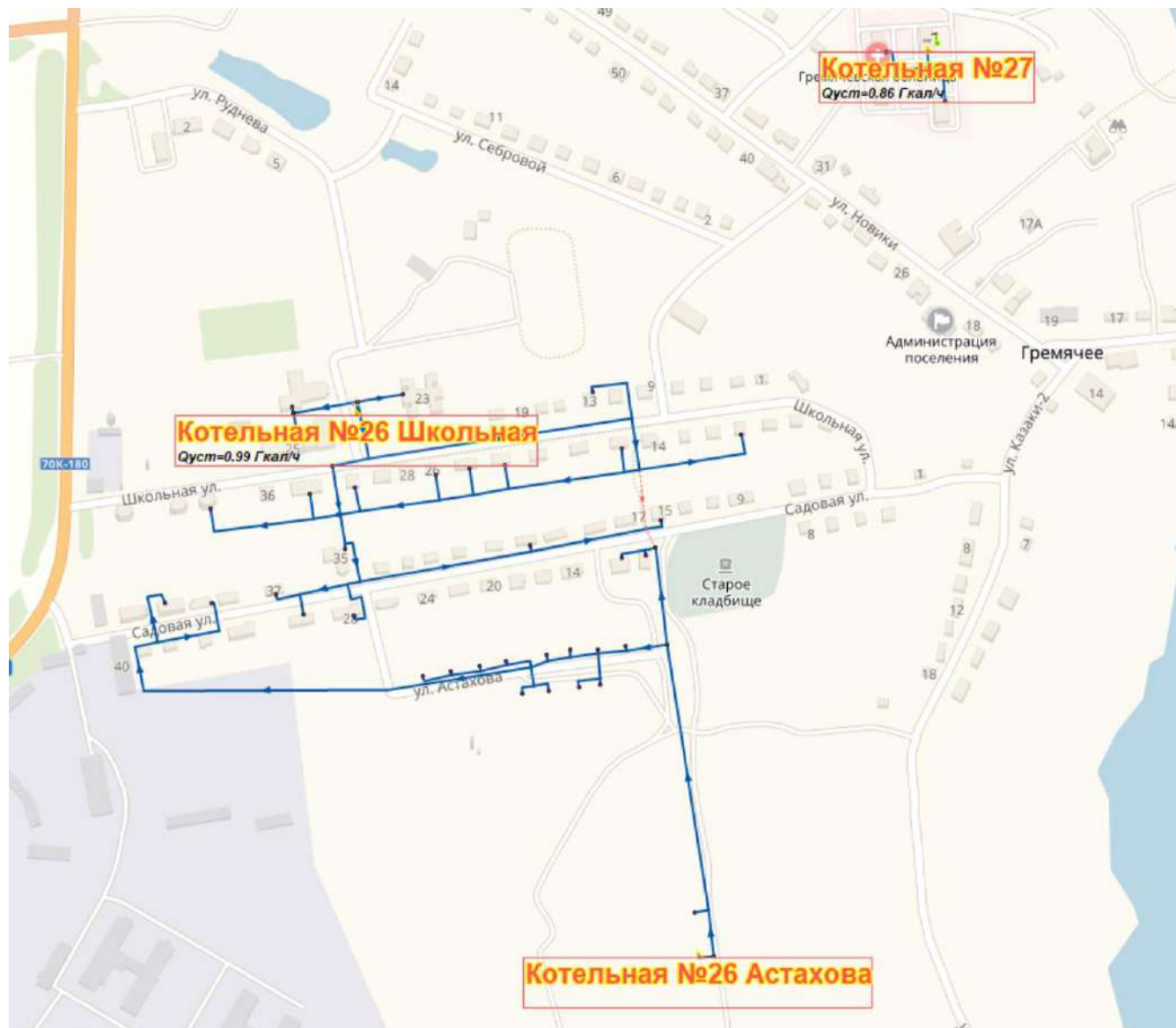


Рисунок 1.3.13 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

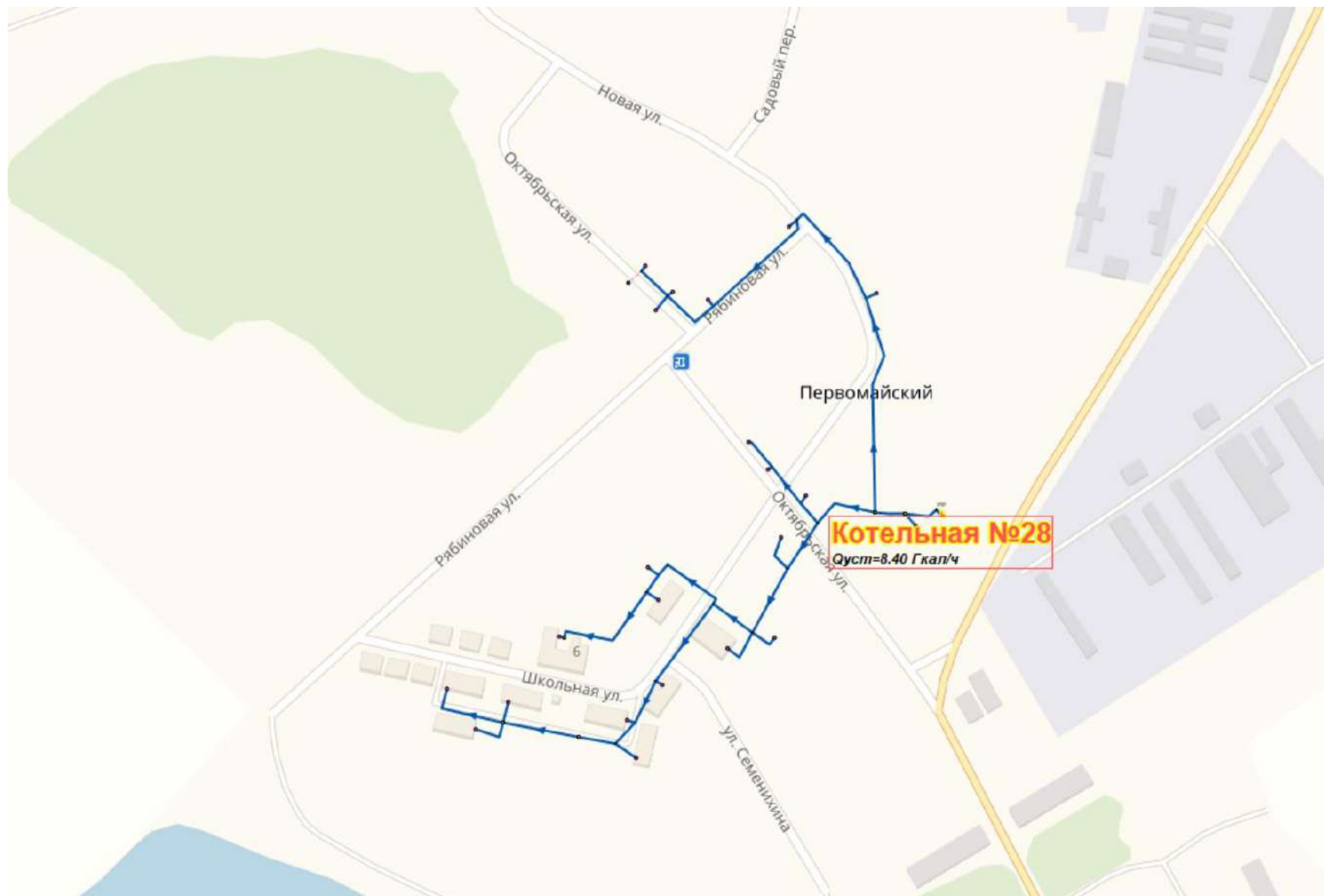


Рисунок 1.3.14 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

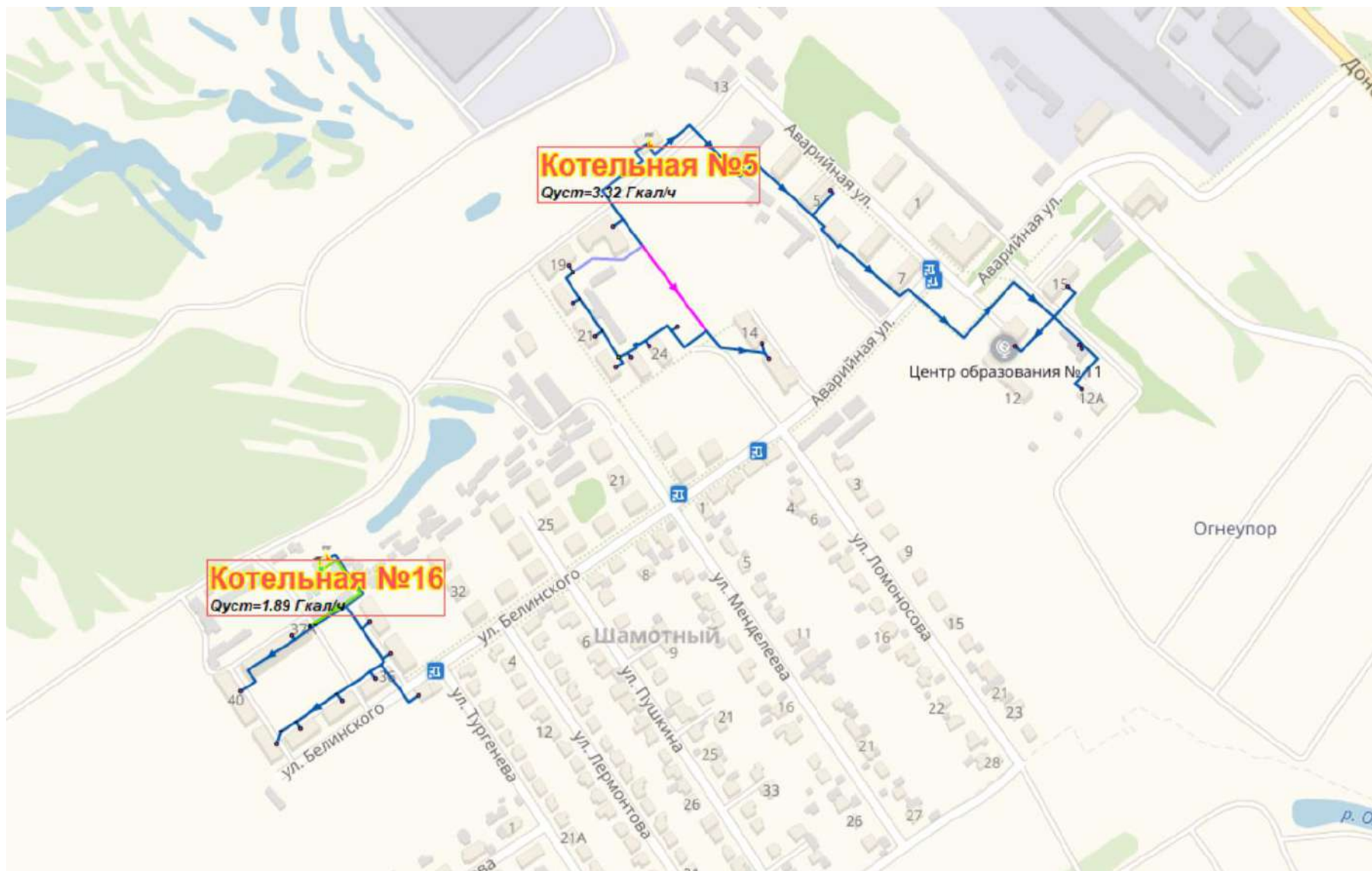


Рисунок 1.3.15 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии



Рисунок 1.3.16 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

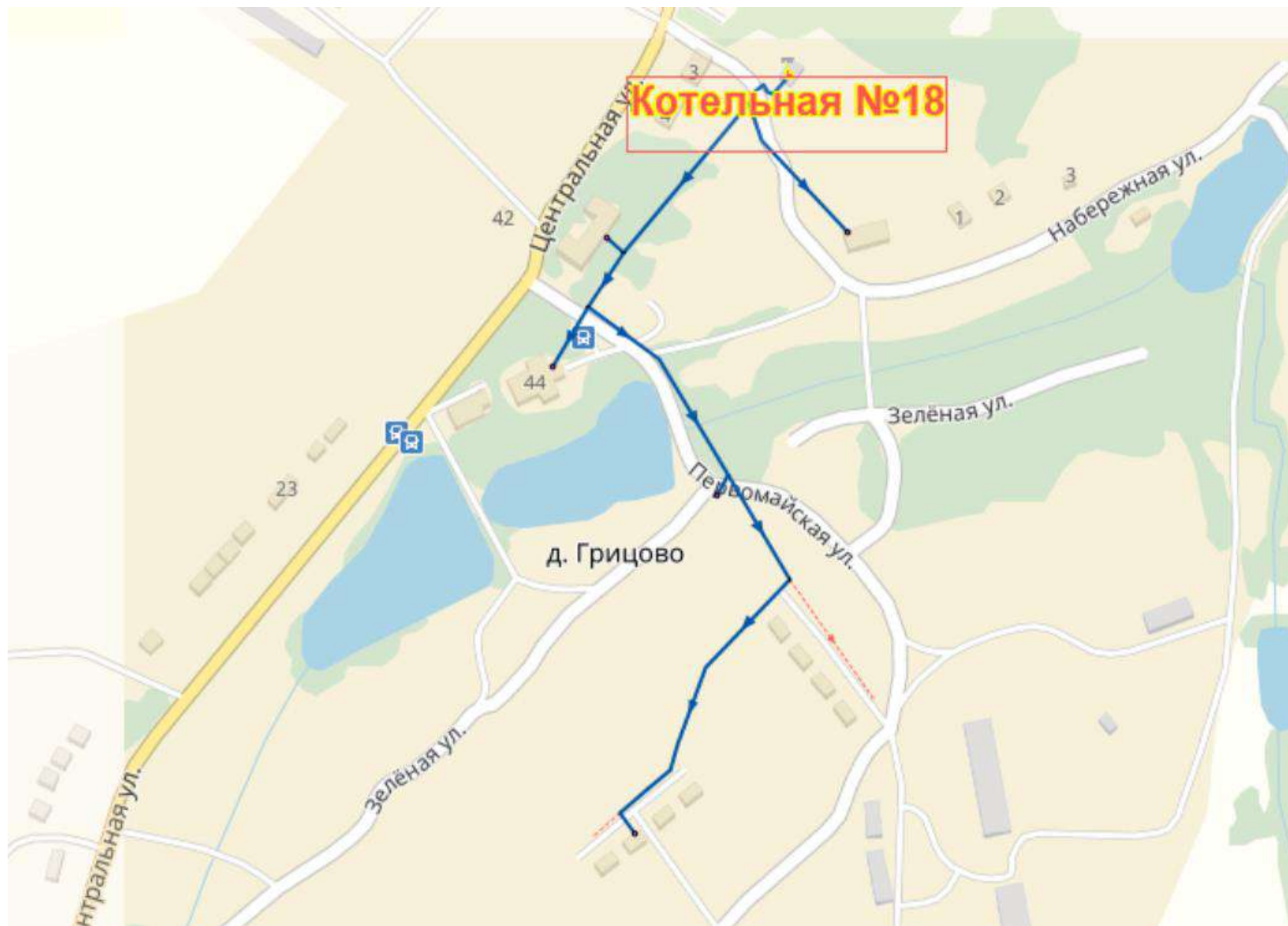


Рисунок 1.3.17 - Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

в. параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам;

Год начала эксплуатации тепловых сетей представлен в таблице 1.3.5. Средняя глубина заложения подземных трубопроводов 1,5 м. Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Du) в зависимости от типа прокладки и типа водоразбора представлена в таблицах 1.3.6 и 1.3.7.

Таблица 1.3.5 – Год начала эксплуатации тепловых сетей

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Год начала эксплуатации тепловых сетей
1	Котельная №2	1968
2	Котельная №4	1974
3	Котельная №5	1957
4	Котельная №8	1947
5	Котельная №10	1951
6	Котельная №10а	1975
7	Котельная №12м	2018
8	Котельная №13	1950
9	Котельная №13а	1956
10	Котельная №14	1980
11	Котельная №15	1951
12	Котельная №16	1959
13	Котельная №17м	1961
14	Котельная №19г	2017
15	Котельная №19з	2017
16	Котельная №31м	2017
17	Котельная №34	1962
18	Котельная №32	2015
19	Котельная №18	2015
20	Котельная №18а	2013
21	Котельная №18б	1998
22	Котельная №18в	2013
23	Котельная №20а-ш	1998
24	Котельная №20а-4э	1998
25	Котельная №20а-2э	1998
26	Котельная №20а-д	1998
27	Котельная №20б-1	2010
28	Котельная №20б-2к	2013
29	Котельная №20б-2ш	2013
30	Котельная №20м	2004
31	Котельная №20в	1992
32	Котельная №21м	2017
33	Котельная №23м	2017
34	Котельная №24м	2014
35	Котельная №25	1955
36	Крышная	2012
37	Котельная №26	2010
38	Котельная №26а	1992
39	Котельная №27	1992
40	Котельная №28	1994
41	Котельная Спасское	1978
42	Новомосковская ГРЭС	1966
43	Котельная депо "Новомосковск"	н/д
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	2005
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	1970
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2008
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	2010
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2012
49	ПП НГРЭС Котельная №1	1979

Таблица 1.3.6 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м

№ п/п	Тип прокладки трубопровода	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м																																
		Итого	10	15	20	25	32	40	50	65	70	80	90	100	125	150	160	175	200	225	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200	1400	
Суммарные значения:		201733	0	0	0	0	1911,5	2614,5	20125,4	0	12256,5	23706,9	0	42935,7	11183,9	39299,4	0	0	23085,7	0	7344,5	7617,1	2545	2031	0	1256	77	3743	0	0	0	0	0	
1	Подземная канальная	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Подземная бесканальная	180491	0,0	0,0	0,0	0,0	1835,5	2484,5	19543,4	0,0	11582,5	23042,4	0,0	39102,7	10448,9	36054,4	0,0	0,0	20648,7	0,0	6074,5	5764,1	545,0	2031,0	0,0	1256,0	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Надземная	21243	0,0	0,0	0,0	0,0	76,0	130,0	582,0	0,0	674,0	664,5	0,0	3833,0	735,0	3245,0	0,0	0,0	2437,0	0,0	1270,0	1853,0	2000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3743,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Транзитная	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Таблица 1.3.7 – Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа водоразбора, м

№ п/п	Тип водоразбора	Протяженность трубопроводов по условному диаметру (Dy) в зависимости от типа прокладки, м																															
		Итого	10	15	20	25	32	40	50	65	70	80	90	100	125	150	160	175	200	225	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200	1400
Суммарные значения:		201733	0	0	0	0	1911,5	2614,5	20125,4	0	12256,5	23706,9	0	42935,7	11183,9	39299,4	0	0	23085,7	0	7344,5	7617,1	2545	2031	0	1256	77	3743	0	0	0	0	0
1	Открытый	10582	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	231,0	0,0	30,0	862,0	0,0	2943,0	330,0	2654,0	0,0	0,0	1620,0	0,0	403,0	126,0	0,0	819,0	0,0	487,0	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Закрытый	191151	0,0	0,0	0,0	0,0	1911,5	2614,5	19894,4	0,0	12226,5	22844,9	0,0	39992,7	10853,9	36645,4	0,0	0,0	21465,7	0,0	6941,5	7491,1	2545,0	1212,0	0,0	769,0	0,0	3743,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

г. описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;

В местах ответвлений трубопроводов установлена запорная арматура.

При этом используются стальные, чугунные задвижки. При проектировании систем централизованного теплоснабжения города секционирующая и регулирующая арматура проектом не предусмотрена.

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры.

По данным полученным от ресурсоснабжающей организации в качестве запорной арматуры используются – чугунные задвижки марки 30чббр.

д. описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов;

У большей части тепловых камер на тепловых сетях стены выполнены из кирпича, на сетях котельных №№2, 12, 19, ЦТП №1 есть тепловые камеры со стенами из железобетонных блоков. Перекрыты тепловые камеры железобетонными плитами. Дренажи не предусмотрены (кроме тепловых камер котельной №12 и нескольких новых камер ЦТП №1 и котельной №2), при ремонтных и аварийных работах для откачивания воды используются переносные помпы.

На тепловых сетях с надземной прокладкой павильоны не предусмотрены, при строительстве установлена запорная арматура в основном из чугуна (задвижки и вентили).

е. описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;

Регулирование отпуска тепла от источников систем централизованного теплоснабжения г. Новомосковска качественное с температурным графиком для:

- магистральных сетей ГРЭС - 150/70 °С;
- распределительных сетей от всех ЦТП и бойлерной - 95/70 °С
- Восточный филиал ООО «ККС» - 95/70 °С.

На рисунках 1.3.18 - 1.3.24 представлены утвержденные температурные графики отпуска тепла потребителям от источников централизованного теплоснабжения г. Новомосковск.

Утверждаю:

Директор ПП "НГРЭС" филиала ПАО "Квадра"-Центральная генерация"



Н.Н. Спирин

Температурный график работы водяной тепловой сети системы теплоснабжения южной части г. Новомосковска на 2019 г.

Температура наружного воздуха, гр. С	Температура воды в подающем трубопроводе, гр. С	Температура воды в обратном трубопроводе, гр. С
Летний режим	65,0	55,0
8	104,0	55,0
7	106,9	55,4
6	109,8	55,9
5	112,6	56,3
4	115,5	56,8
3	118,4	57,2
2	121,3	57,6
1	124,1	58,1
0	127,0	58,5
-1	129,9	58,9
-2	132,8	59,4
-3	135,6	59,8
-4	138,5	60,3
-5	141,4	60,7
-6	144,3	61,1
-7	147,1	61,6
-8	150,0	62,0
-9	150,0	61,7
-10	150,0	61,4
-11	150,0	61,1
-12	150,0	60,7
-13	150,0	60,4
-14	150,0	60,1
-15	150,0	59,8
-16	150,0	59,5
-17	150,0	59,2
-18	150,0	58,8
-19	150,0	58,5
-20	150,0	58,2
-21	150,0	57,9
-22	150,0	57,6
-23	150,0	57,3
-24	150,0	56,9
-25	150,0	56,6
-26	150,0	56,3
-27	150,0	56,0

Главный инженер-начальник ПТО ПП "НГРЭС"



 С.А. Внук

Рисунок 1.3.18 – Температурный график работы водяной тепловой сети системы теплоснабжения южной части г. Новомосковска

Утверждаю:

Директор ПП "НГРЭС" филиала ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"

 Н.Н. Спирин

Температурный график работы водной тепловой сети ЦТП-1 на 2019 г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	60	48
7	60	48
6	60	48
5	60	48
4	60	48
3	60	48
2	60	48
1	60	48
0	60	48
-1	60	48
-2	60	48
-3	60	48
-4	60	48
-5	62	49
-6	64	50
-7	65	51
-8	67	52
-9	68	53
-10	70	54
-11	71	55
-12	73	56
-13	74	57
-14	76	58
-15	77	59
-16	79	60
-17	80	61
-18	82	62
-19	83	63
-20	85	64
-21	86	65
-22	88	66
-23	89	67
-24	91	67
-25	92	68
-26	94	69
-27	95	70

Примечание:

Давление в подающем трубопроводе тепловой сети в отопительный период, кгс/см ² ± 5%	7,0
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети в отопительный период, кгс/см ² ± 0,2 кгс/см ²	3,0
Давление в подающем трубопроводе тепловой сети в межотопительный период, кгс/см ²	5,5 ± 0,5
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети в отопительный период, кгс/см ²	4,5 ± 0,5
Расход сетевой воды в системе отопления, м ³ /ч	1300
Расход сетевой воды в системе ГВС, м ³ /ч	400
Подпитка теплоносителя в систему отопления, м ³ /ч	23
Максимальный водоразбор из тепловой сети ГВС совместно с утечкой, м ³ /ч	134
Отпуск теплоносителя на нужды ГВС осуществляется с температурой не ниже 60 °С и не выше 75 °С.	

Начальник цеха тепловых сетей ПП "НГРЭС"



Ф.А. Шульц

Рисунок 1.3.19 – Температурный график ЦТП №1.

Утверждаю:

Директор ЛП "НГРЭС" филиала ПАО "Квадра"-Центральная генерация"


Н.Н. Спирин

Температурный график работы водной тепловой сети системы отопления ЦТП-2 на 2019 г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	40	36
7	42	36
6	44	37
5	45	38
4	47	39
3	49	41
2	51	42
1	52	43
0	54	44
-1	56	45
-2	57	46
-3	59	47
-4	60	48
-5	62	49
-6	64	50
-7	65	51
-8	67	52
-9	68	53
-10	70	54
-11	71	55
-12	73	56
-13	74	57
-14	78	58
-15	77	59
-16	79	60
-17	80	61
-18	82	62
-19	83	63
-20	85	64
-21	86	65
-22	88	66
-23	89	67
-24	91	67
-25	92	68
-26	94	69
-27	95	70

Примечание:

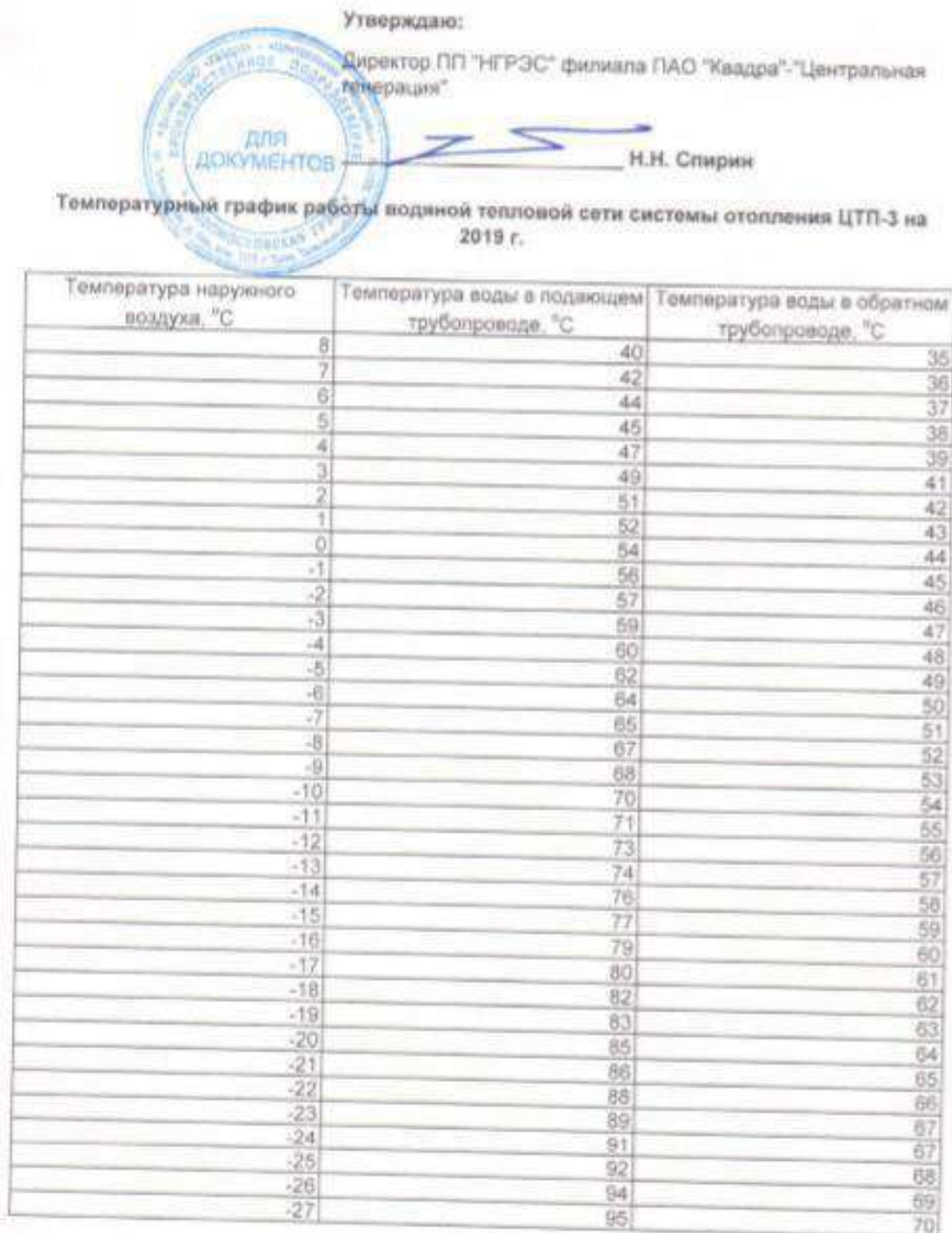
Давление в подающем трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² + 5%	6,7
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² ± 0,2 кгс/см ²	3,2
Давление в подающем трубопроводе сети ГВС, кгс/см ²	5,5 ± 0,5
Давление в обратном трубопроводе сети ГВС, кгс/см ²	4,0 ± 0,5
Расход сетевой воды в системе отопления, м ³ /ч	1220
Расход сетевой воды в системе ГВС, м ³ /ч	55
Подпитка теплоносителя в систему отопления, м ³ /ч	3,55
Максимальный водоразбор из тепловой сети ГВС совместно с утечкой, м ³ /ч	18,5
Отпуск теплоносителя на нужды ГВС осуществляется с температурой не ниже 60 °С и не выше 75 °С.	

Начальник цеха тепловых сетей ЛП "НГРЭС"



Ф.А. Шульц

Рисунок 1.3.20 – Температурный график ЦТП №2



Примечание:

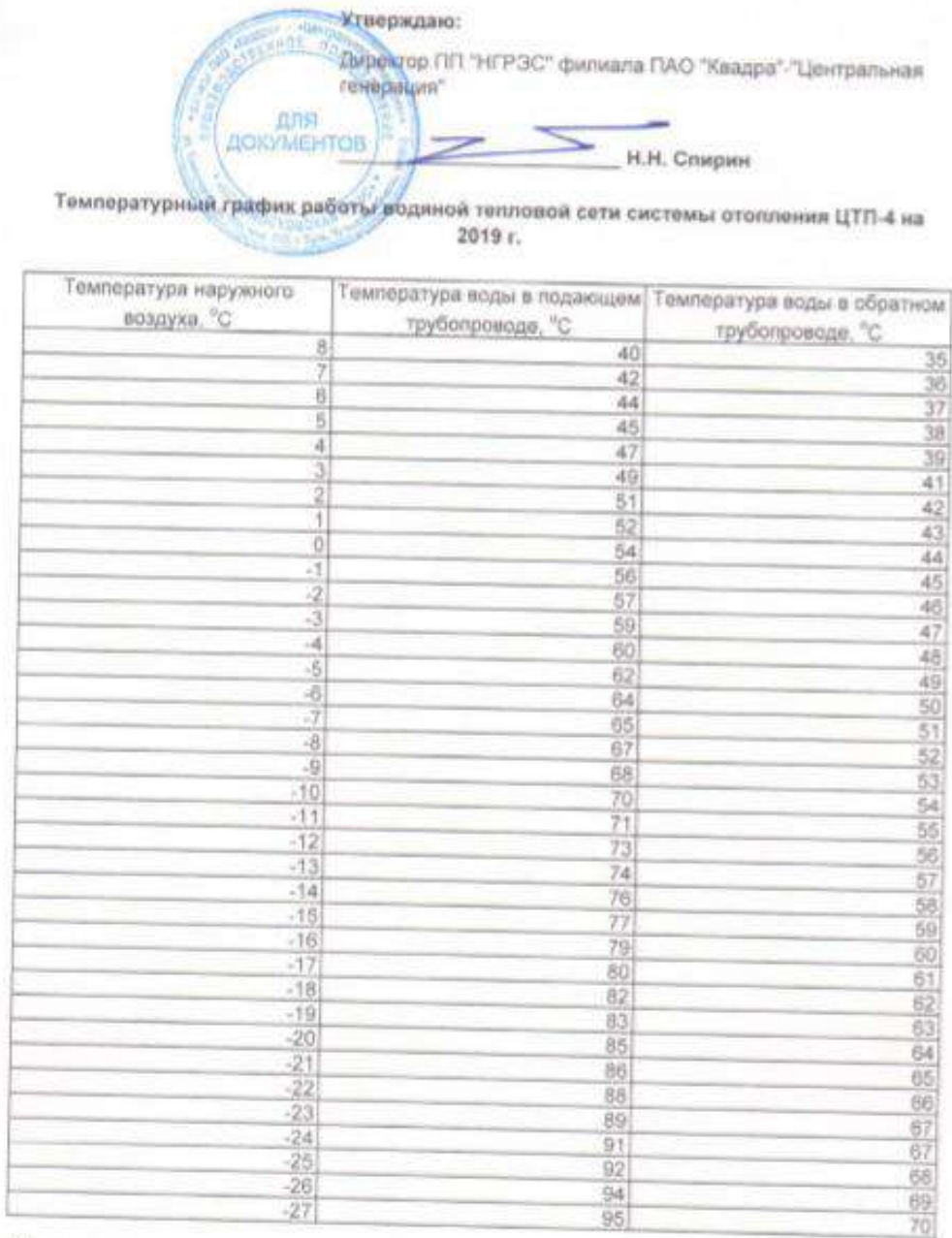
Давление в подающем трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² + 5%	6,9
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² + 0,2 кгс/см ²	4,8
Давление в подающем трубопроводе сети ГВС, кгс/см ²	6,5 ± 0,5
Давление в обратном трубопроводе сети ГВС, кгс/см ²	4,5 ± 0,5
Расход сетевой воды в системе отопления, м ³ /ч	1070
Расход сетевой воды в системе ГВС, м ³ /ч	100
Подпитка теплоносителя в систему отопления, м ³ /ч	6,3
Максимальный водоразбор из тепловой сети ГВС совместно с утечкой, м ³ /ч	40,1
Отпуск теплоносителя на нужды ГВС осуществляется с температурой не ниже 60 °С и не выше 75 °С.	

Начальник цеха тепловых сетей ПП "НГРЭС"



Ф.А. Шульц

Рисунок 1.3.21 – Температурный график ЦТП №3



Примечание:

Давление в подающем трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² + 5%	5,0
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² ± 0,2 кгс/см ²	2,8
Расход сетевой воды в системе отопления, м ³ /ч	1350
Подпитка теплоносителя в систему отопления, м ³ /ч	3,69

Начальник цеха тепловых сетей ГП "НГРЭС" _____ Ф.А. Шульц

Рисунок 1.3.22 – Температурный график ЦТП №4

Утверждаю:
 Директор ПП "НГРЭС" филиала ПАО "Каадра"-Центральная генерация
 Н.Н. Спирин

Температурный график работы водяной тепловой сети системы отопления ЦТП-5 на 2019 г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	40	35
7	42	36
6	44	37
5	45	38
4	47	39
3	49	41
2	51	42
1	52	43
0	54	44
-1	56	45
-2	57	46
-3	59	47
-4	60	48
-5	62	49
-6	64	50
-7	65	51
-8	67	52
-9	68	53
-10	70	54
-11	71	55
-12	73	56
-13	74	57
-14	78	58
-15	77	59
-16	79	60
-17	80	61
-18	82	62
-19	83	63
-20	85	64
-21	86	65
-22	88	66
-23	89	67
-24	91	67
-25	92	68
-26	94	69
-27	95	70

Примечание:

Давление в подающем трубопроводе тепловой сети системы отопления, кг/см ² ± 5%	5.2
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети системы отопления, кг/см ² ± 0.2 кг/см ²	2.8
Давление в подающем трубопроводе сети ГВС, кг/см ²	5,0 ± 0,5
Давление в обратном трубопроводе сети ГВС, кг/см ²	3,0 ± 0,5
Расход сетевой воды в системе отопления, м ³ /ч	712
Расход сетевой воды в системе ГВС, м ³ /ч	60
Подпитка теплоносителя в систему отопления, м ³ /ч	2.22
Максимальный водоразбор из тепловой сети ГВС совместно с утечкой, м ³ /ч	30
Отпуск теплоносителя на нужды ГВС осуществляется с температурой не ниже 60 °С и не выше 75 °С.	

Начальник цеха тепловых сетей ПП "НГРЭС"



Ф.А. Шульц

Рисунок 1.3.23 – Температурный график ЦТП №5

Утверждаю:

Директор ПП "НГРЭС" филиала ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"



Н.Н. Спирин

Температурный график работы бойлерной установки ПП "НГРЭС" на 2019 г.

Температура наружного воздуха, °С	Температура воды в подающем трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
8	47	39
7	47	39
6	47	39
5	47	39
4	47	39
3	49	41
2	51	42
1	52	43
0	54	44
-1	56	45
-2	57	46
-3	59	47
-4	60	48
-5	62	49
-6	64	50
-7	65	51
-8	67	52
-9	68	53
-10	70	54
-11	71	55
-12	73	56
-13	74	57
-14	76	58
-15	77	59
-16	79	60
-17	80	61
-18	82	62
-19	83	63
-20	85	64
-21	86	65
-22	88	66
-23	89	67
-24	91	67
-25	92	68
-26	94	69
-27	95	70

Давление в подающем трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² ± 5%	9
Давление в обратном трубопроводе тепловой сети системы отопления, кгс/см ² ± 0,2 кгс/см ²	3

Главный инженер-начальник ПТО ПП "НГРЭС"




С.А. Внукوف

Рисунок 1.3.24 – Температурный график Бойлерной установки ПП «НИГРЭС»

ж. фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети практически соответствуют утверждённым графикам. На различных источниках фактическая температура сетевой воды в подающих трубопроводах ниже утвержденной на 2-6 °С.

з. гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей;

В таблице 1.3.8 - представлены данные гидравлических режимов тепловых сетей.

Таблица 1.3.8 – Гидравлические режимы тепловых сетей.

Источник тепловой энергии	Давление в подающем трубопроводе, кгс/см ²	Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²
Котельная №10	4,2	2,7
Котельная №2	5,5	2,8
Котельная №2а	3,6	2
Котельная №4	4,2	2
Котельная №5	4,1	2,6
Котельная №16	3,7	1,9
Котельная №34	5,6	2,3
Котельная №10а	2	1,5
Котельная №19	4,4	1,8
Котельная №31	4,1	2,1
Котельная №12	6	3
Котельная №3	4	2
Котельная №14	4	2
Котельная №8	4,8	2,6
Котельная №9	4,5	2,8
Котельная №13	5	2,5
Котельная №13а	5	3
Котельная №15	3,5	2,5
Котельная №17	5,2	2,2
ЦТП-1	7	3
ЦТП-2	6,7	3,2
ЦТП-3	6,9	4,8
ЦТП-4	5	2,8
ЦТП-5	5,2	2,8

и. статистику отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет;

Статистика отказов и восстановлений оборудования представлена на рисунках 1.2.1-1.2.15.

к. статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;

Статистика отказов и восстановлений оборудования представлена на рисунках 1.2.1-1.2.15.

л. описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов;

Для определения фактического технического состояния теплопроводов применяются неразрушающие методы контроля. Основным методом является гидравлические испытания на прочность и плотность. Летний ремонт тепловых сетей проводится ежегодно на основании приказа «О подготовке к отопительному сезону» в соответствии с утвержденными графиками текущих ремонтов, гидравлических испытаний на плотность, прочность и испытаний на максимальную температуру.

Гидравлические испытания тепловых сетей на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределению тепловой энергией» и внутренней нормативно - технической документацией.

Испытания проводятся ежегодно в межотопительный период по разработанным и согласованным программам.

м. описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей;

В соответствии с действующей нормативно-технической документацией ежегодно, после окончания отопительного сезона, проводятся гидравлические испытания тепловых сетей на плотность и прочность. График испытаний согласовывается с администрацией населенного пункта. По результатам испытаний составляется «Акт гидравлических испытаний» с перечнем дефектов, выявленных в процессе испытаний, и принимается решение о допуске системы теплоснабжения в эксплуатацию в следующий отопительный сезон.

н. описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя;

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя определяются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям на основании Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325.

В нормативы технологических потерь не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя определяются по следующим показателям: - потери и затраты теплоносителя, м^3 (т); - потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов и с потерями и затратами теплоносителя, Гкал.

В расчет отпущенных тепловой энергии и теплоносителя включены следующие показатели:

- потери теплоносителя с утечкой, $G_{ут}$, м^3 (т);
- затраты теплоносителя на пусковое заполнение, $G_{пуск}$, м^3 (т);
- затраты теплоносителя на регламентные испытания, $G_{исп}$, м^3 (т);
- затраты теплоносителя со сливами САрЗ, $G_{пусарз}$, м^3 (т); - потери тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя, $Q_{теп}$, Гкал;
- потери тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов, $Q_{из}$, Гкал.

Плановые потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям представлены в таблице 1.3.9.

Испытания сетей на фактические тепловые потери не проводились.

Таблица 1.3.9 – Плановые потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Нормативные потери в тепловых сетях, тыс. Гкал
1	Котельная №2	6,14
2	Котельная №4	0,44
3	Котельная №5	0,40
4	Котельная №8	1,75
5	Котельная №10	1,80
6	Котельная №10а	0,03
7	Котельная №12м	1,79
8	Котельная №13	1,65
9	Котельная №13а	1,50
10	Котельная №14	0,70
11	Котельная №15	0,47
12	Котельная №16	0,34
13	Котельная №17м	2,13
14	Котельная №19г	1,07
15	Котельная №19з	3,89
16	Котельная №31м	5,35
17	Котельная №34	4,43
18	Котельная №32	0,30
19	Котельная №18	0,00
20	Котельная №18а	0,04
21	Котельная №18б	0,04
22	Котельная №18в	0,04
23	Котельная №20а-ш	0,00
24	Котельная №20а-4э	0,03
25	Котельная №20а-2э	0,03
26	Котельная №20а-д	0,03
27	Котельная №20б-1	0,00
28	Котельная №20б-2к	0,02
29	Котельная №20б-2ш	0,00
30	Котельная №20м	0,71
31	Котельная №20в	0,00
32	Котельная №21м	1,89
33	Котельная №23м	2,17
34	Котельная №24м	2,19
35	Котельная №25	1,99
36	Крышная	0,00
37	Котельная №26	0,35
38	Котельная №26а	0,00
39	Котельная №27	0,00
40	Котельная №28	0,51
41	Котельная Спасское	4,78
42	Новомосковская ГРЭС	62,9
43	Котельная депо "Новомосковск"	2,75
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,00
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,00
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	0,42
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,00
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	0,00
49	ПП НГРЭС Котельная №1	0,00

На рисунках 1.3.20 и 1.3.23 представлена информация об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2017-2018 г и на 2020 – 2025 г для ПП Новомосковская ГРЭС.

КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТАРИФАМ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 14 декабря 2016 года № 47/1

Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающих организаций на 2017 - 2018 гг.

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», на основании постановления правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Утвердить нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающей организации на 2017 – 2018 гг. согласно приложению.

2. С 1 января 2017 года признать утратившим силу пункт 81 приложения к постановлению комитета Тульской области по тарифам от 27 ноября 2015 года № 43/4 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающих организаций и нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию теплоснабжающими организациями на 2016 - 2018 гг.».

3. Настоящее постановление вступает в силу в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации.

Председатель комитета
Тульской области по тарифам



Д.А. Васин

Рисунок 1.3.20 – Информация об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2017-2018 г для ПП Новомосковская ГРЭС

Приложение
к постановлению комитета
Тульской области по тарифам
от 14 декабря 2016 г. № 47/1

**Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии,
теплоносителя в сетях теплоснабжающей организации на 2017 – 2018 гг.**

№ п/п	Наименование организации	нормативы		
		потери и затраты теплоноси телей (т.м ³)	потери тепловой энергии тыс.Гкал	расход электроэнергии тыс. кВт. ч
1.	Филiaal ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» по ПП Новомосковская ГРЭС» адрес: 300012, г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99, к. 700	Теплоноситель - пар		
		-	-	-
		Теплоноситель - вода		
		233 666	62,89	10 200

Рисунок 1.3.21 – Информация об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2017-2018 г для ПП Новомосковская ГРЭС

КОМИТЕТ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ТАРИФАМ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 18 декабря 2019 года № 45/1

Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающих организаций и нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию теплоснабжающими организациями на 2020 – 2024 гг. и 2020 – 2025 гг.

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», на основании постановления правительства Тульской области от 7 октября 2011 года № 17 «О комитете Тульской области по тарифам» комитет Тульской области по тарифам постановляет:

1. Утвердить нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающих организаций на 2020 – 2024 гг. согласно приложению № 1.

2. Утвердить нормативы удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию теплоснабжающими организациями на 2020 – 2024 гг. согласно приложению № 2.

3. Утвердить нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя в сетях теплоснабжающих организаций на 2020 – 2025 гг. согласно приложению № 3.

4. Утвердить нормативы удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию теплоснабжающими организациями на 2020 – 2025 гг. согласно приложению № 4.

5. Настоящее постановление вступает в силу с 1 января 2020 года.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

Рисунок 1.3.22 – Информация об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2024-2025 г для ПП Новомосковская ГРЭС

	Западного филиала ООО «ККС»	2020 год	-	-	-	
		2021 год	-	-	-	
		2022 год	-	-	-	
		2023 год	-	-	-	
		2024 год	-	-	-	
		Теплоноситель - вода				
		2020 год	4096	5,032	-	
		2021 год	4030	4,947	-	
		2022 год	4031	4,892	-	
		2023 год	4028	4,844	-	
		2024 год	4045	4,805	-	
7.	Восточный филиал ООО «ККС»	Теплоноситель - пар				
		2020 год	-	-	-	
		2021 год	-	-	-	
		2022 год	-	-	-	
		2023 год	-	-	-	
		2024 год	-	-	-	
		Теплоноситель - вода				
		2020 год	124681	96,815	-	
		2021 год	124681	96,660	-	
		2022 год	124681	96,507	-	
		2023 год	124681	97,528	-	
2024 год	124681	98,449	-			
8.	Южный филиал ООО «ККС»	Теплоноситель - пар				
		2020 год	-	-	-	
		2021 год	-	-	-	
		2022 год	-	-	-	
		2023 год	-	-	-	
		2024 год	-	-	-	
		Теплоноситель - вода				
		2020 год	91824	46,757	1597,63	
		2021 год	92797	47,055	1880,63	
		2022 год	92880	47,061	2005,83	
		2023 год	93411	47,189	1844,13	
2024 год	93411	47,186	1759,86			
9.	Западный филиал ООО «ККС»	Теплоноситель - пар				
		2020 год	-	-	-	
		2021 год	-	-	-	
		2022 год	-	-	-	
		2023 год	-	-	-	
		2024 год	-	-	-	
		Теплоноситель - вода				
		2020 год	15633	14,416	-	
		2021 год	15633	14,416	-	
		2022 год	15633	14,416	-	
		2023 год	15633	14,416	-	
2024 год	15633	14,416	-			

Рисунок 1.3.23 – Информация об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2024-2025 г для ПП Новомосковская ГРЭС

о. оценку фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года;

Испытания тепловых сетей на фактические тепловые потери не проводились. Приборами учета потребляемой тепловой энергии оборудована малая доля потребителей. По этим причинам, оценить фактические тепловые потери тепловой энергии от источников тепла не представляется возможным.

п. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения;

По состоянию на момент разработки данного документа предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавались.

р. описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;

Все потребители присоединенные к сетям ГРЭС (через ЦТП) подключены по независимой схеме (двухконтурная схема), а потребители, подключенные к муниципальным котельным эксплуатируемые Восточным филиалом ООО «ККС» - по зависимой схеме.

с. сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя;

В границах МО г. Новомосковск установлено 338 коммерческих приборов учета тепловой энергии, отпускаемых теплоисточниками потребителям.

т. анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи;

Для своевременного устранения аварийных ситуаций в Восточном филиале ООО «ККС» создана аварийно-диспетчерская служба. Диспетчером из Единой дежурной диспетчерской службы МО г. Новомосковск. круглосуточно по телефону принимаются заявки об аварийных ситуациях от потребителей. Все обращения фиксируются в журнале.

у. уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций;

Автоматизация систем управления тепловых пунктов и насосных станций в системах централизованного теплоснабжения МО г. Новомосковск проектом не предусмотрена, все процессы производятся обслуживающим персоналом посредством ручного регулирования.

ф. сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;

Устройств, защищающих от превышения давления в тепловых сетях проектом не предусмотрено.

х. перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию;

По предоставленным данным Восточным филиалом ООО «ККС» бесхозяйных тепловых сетей в границах МО г. Новомосковск – нет.

ц. данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).

Энергетические характеристики тепловых сетей не разрабатывались.

г. часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии";

Существующие зоны действия теплоисточников показаны на рисунках 1.4.1-1.4.11.

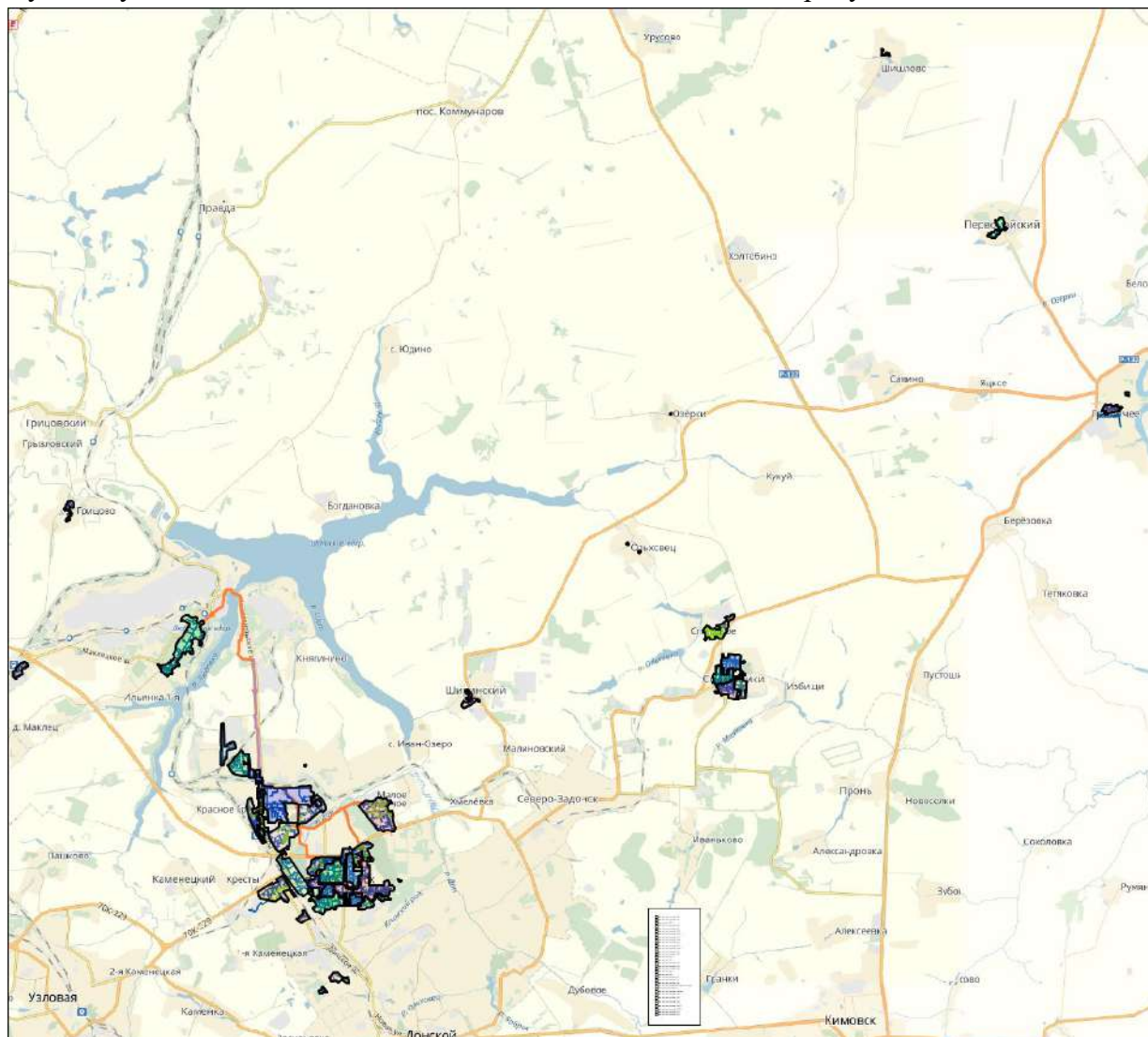


Рисунок 1.4.1 - Зона действия источников тепловой энергии МО г. Новомосковск

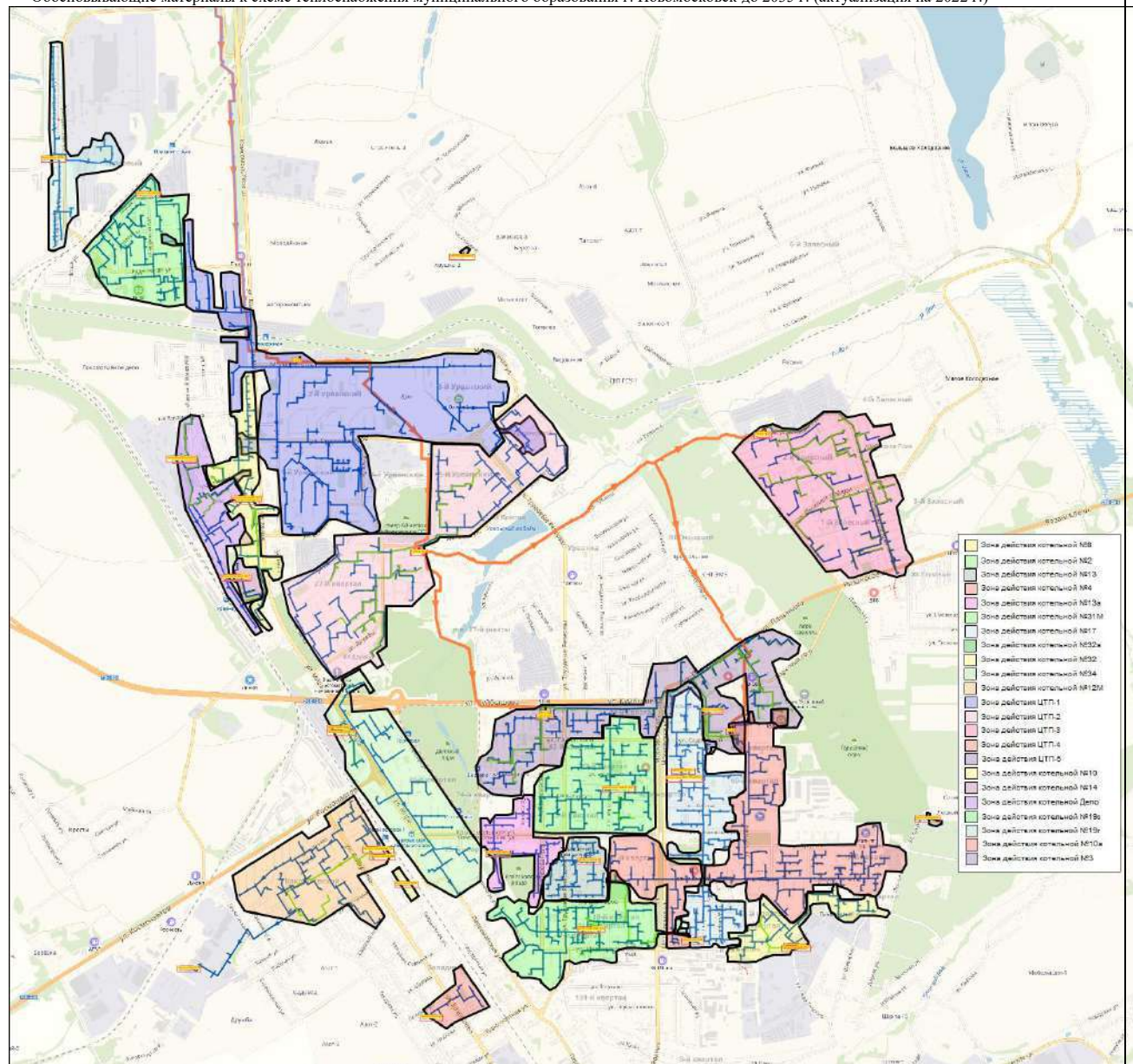


Рисунок 1.4.2 - Зона действия источников тепловой энергии г. Новомосковск

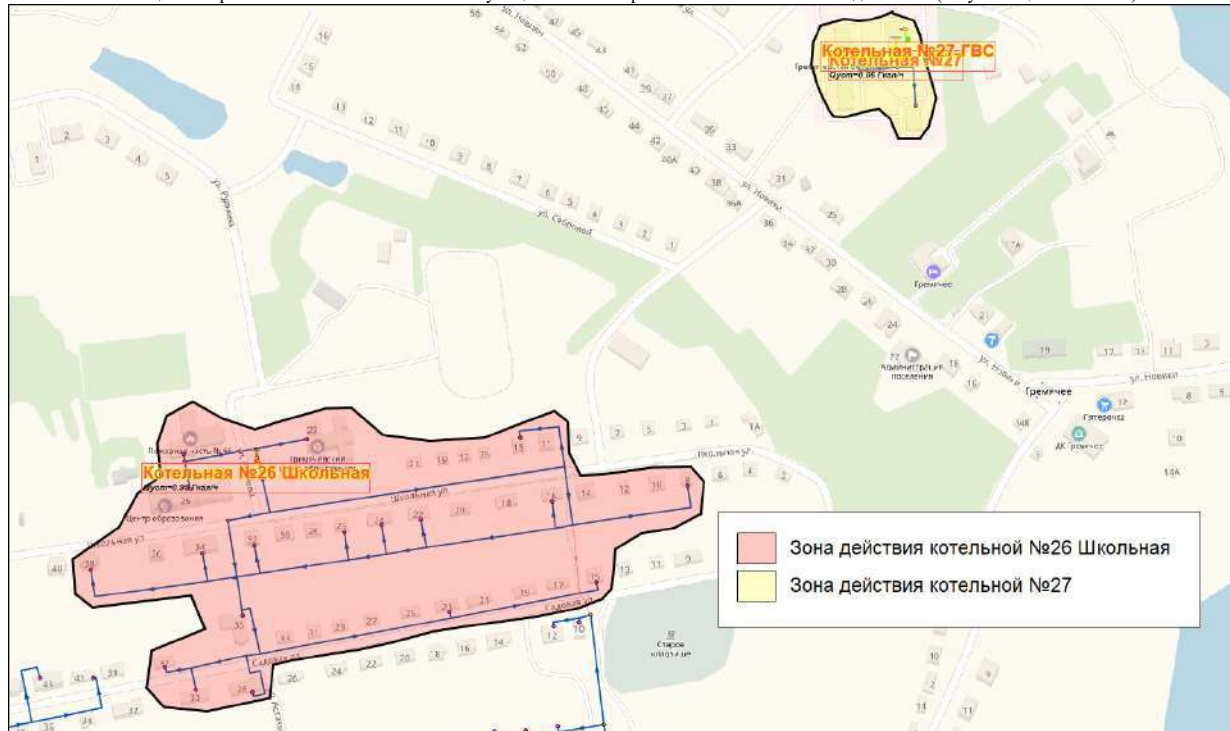


Рисунок 1.4.3 - Зона действия источника тепловой энергии

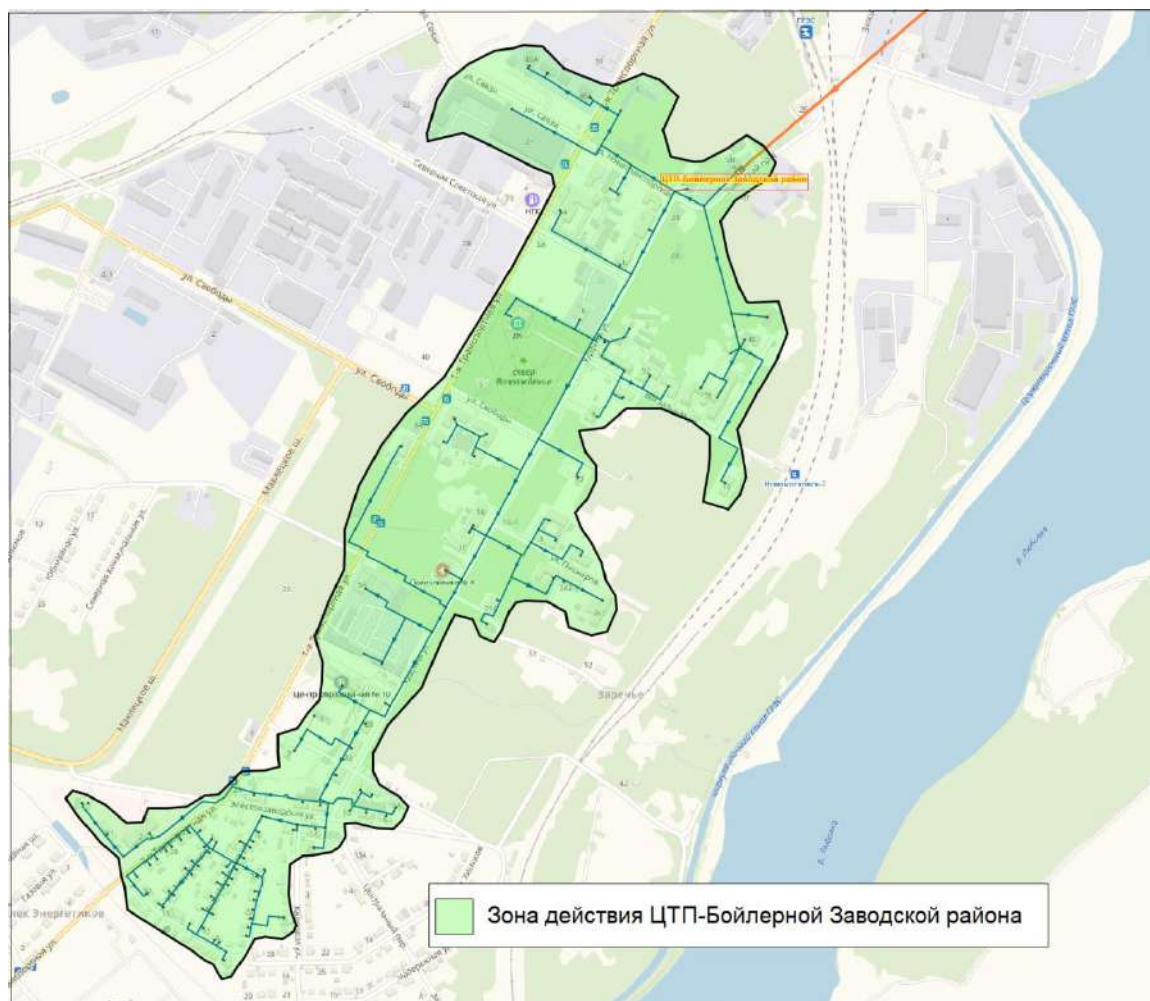


Рисунок 1.4.4 - Зона действия источника тепловой энергии

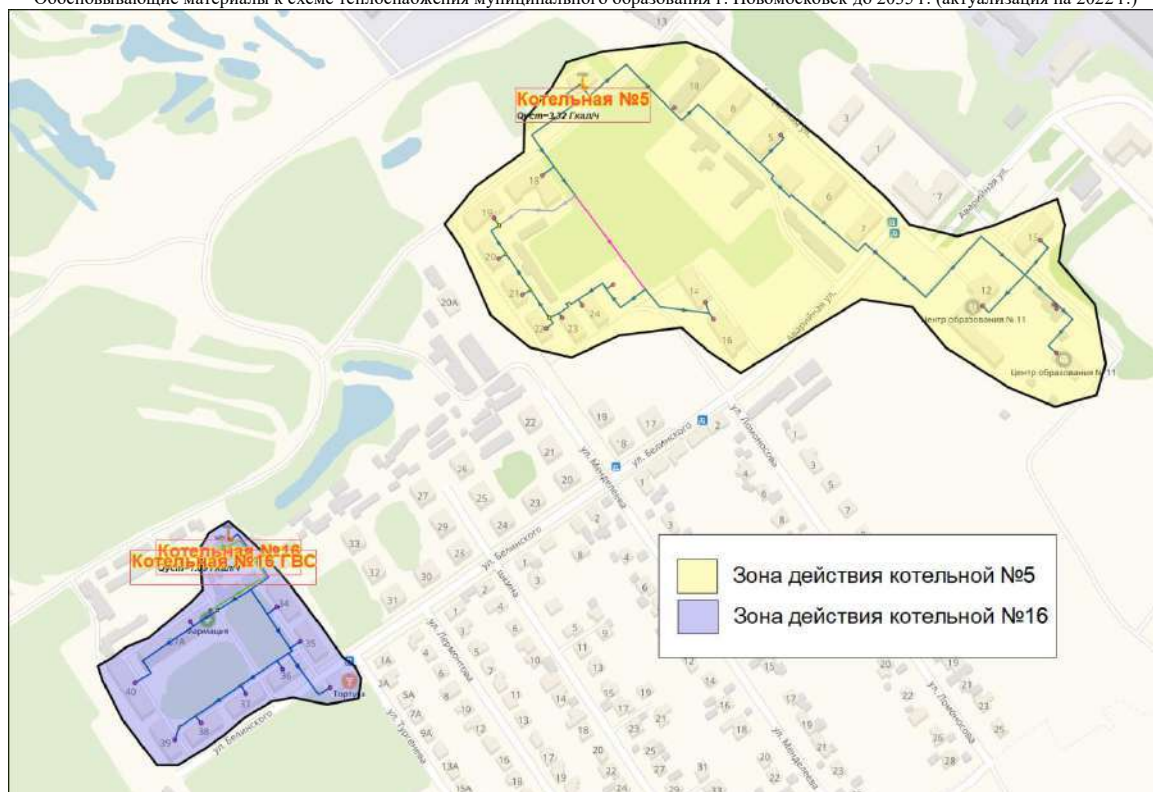


Рисунок 1.4.5 - Зона действия источника тепловой энергии

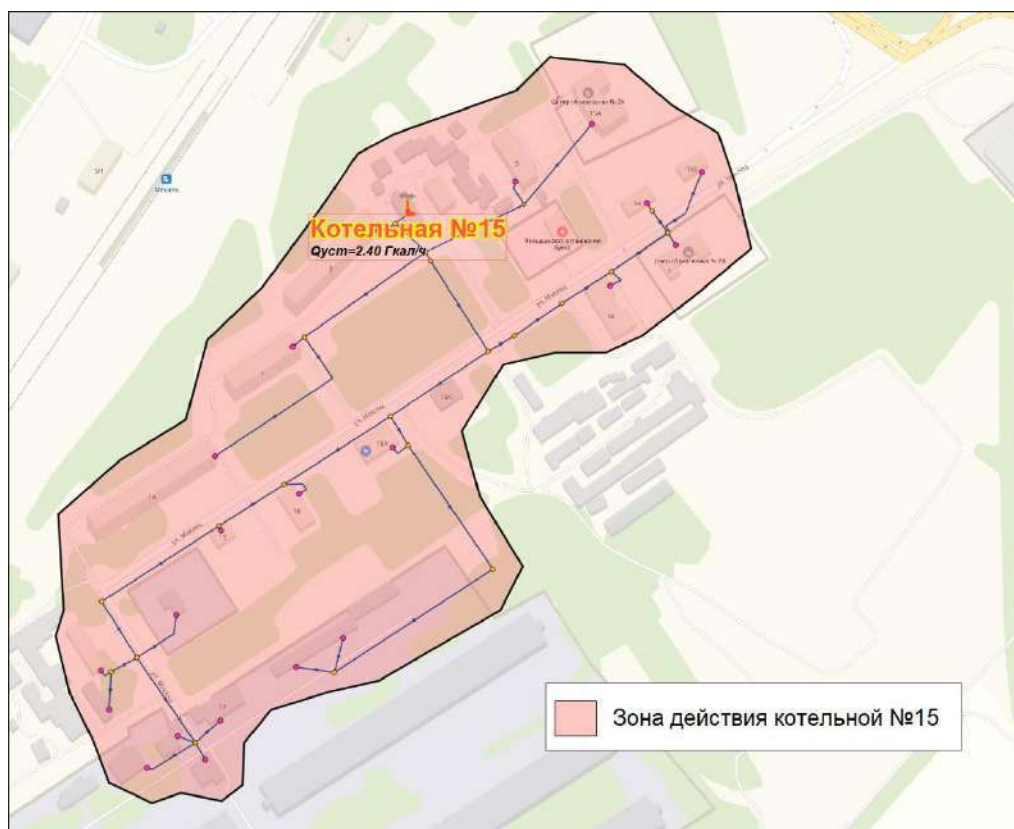


Рисунок 1.4.6 - Зона действия источника тепловой энергии

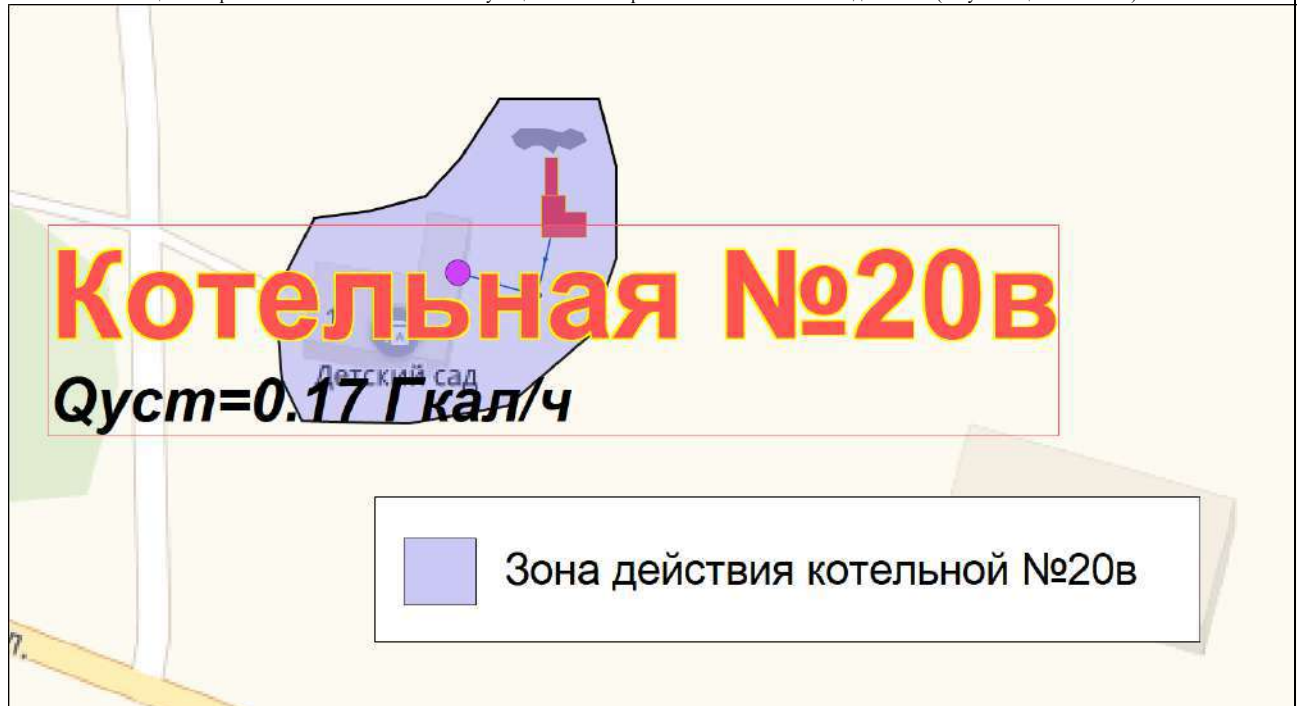


Рисунок 1.4.7 - Зона действия источника тепловой энергии

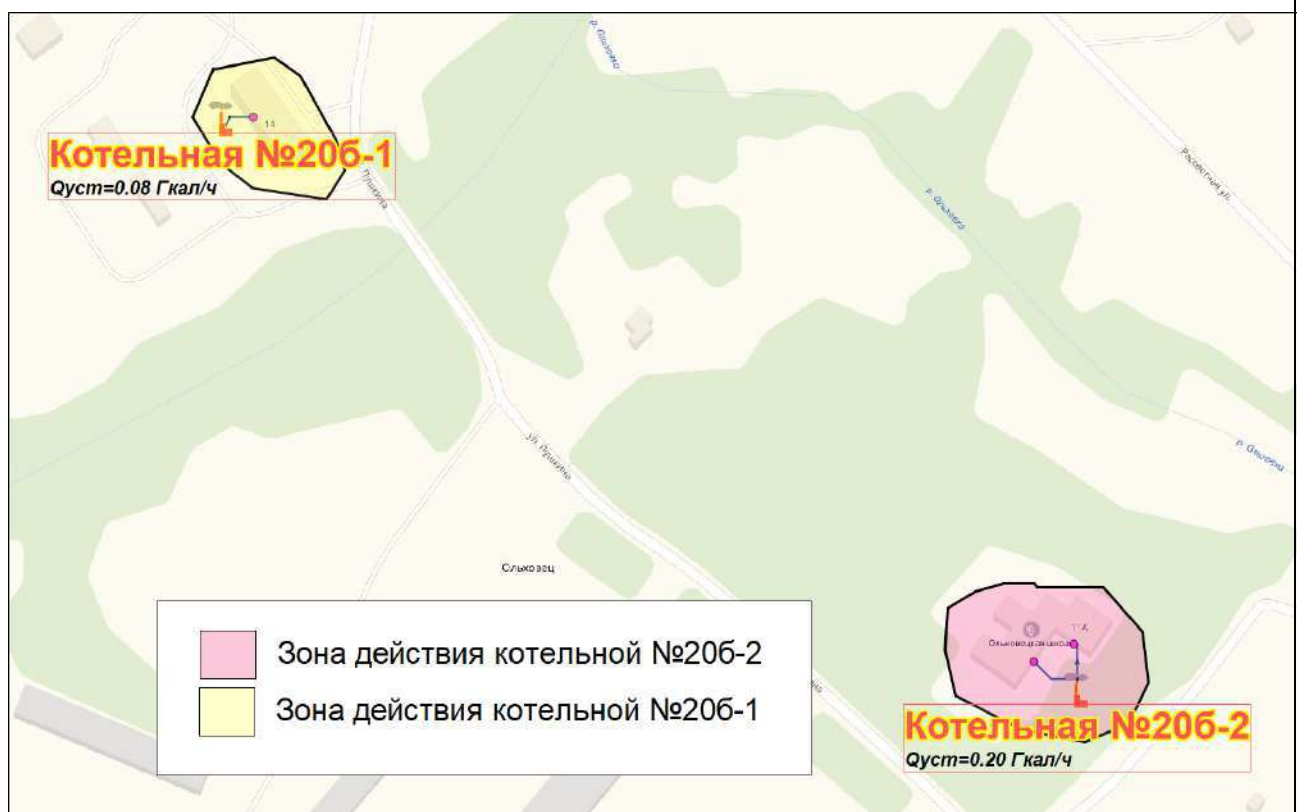


Рисунок 1.4.8 - Зона действия источника тепловой энергии

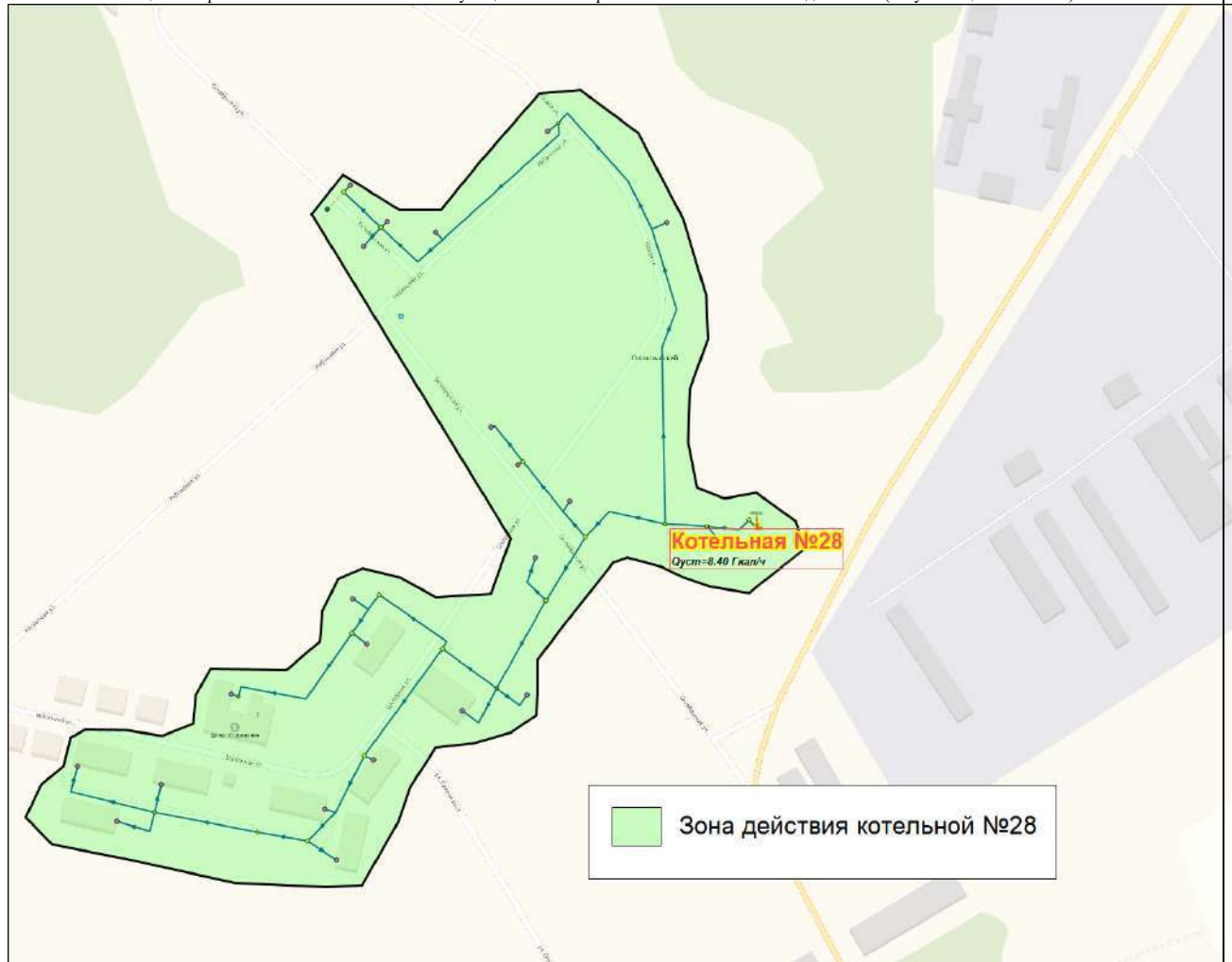


Рисунок 1.4.9 - Зона действия источника тепловой энергии

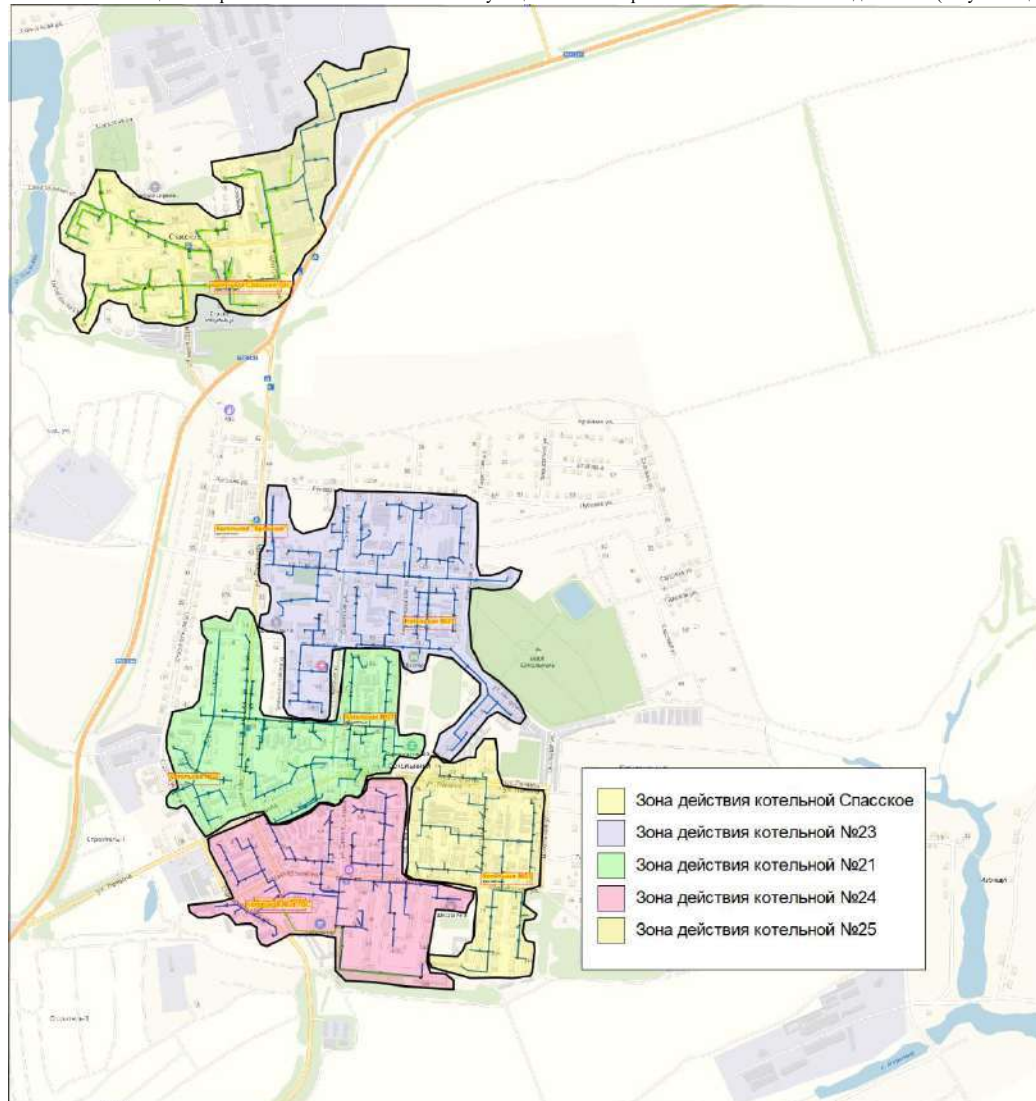


Рисунок 1.4.10 - Зона действия источника тепловой энергии



Рисунок 1.4.11 - Зона действия источника тепловой энергии

д. часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии";

а. описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой;

Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч			
			на технологию	на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение ГВС ср
Суммарные значения:		352,20	0,00	306,75	15,26	30,20
1	Котельная №2	11,22	0,00	11,09	0,00	0,13
2	Котельная №4	1,01	0,00	1,01	0,00	0,00
3	Котельная №5	0,92	0,00	0,92	0,00	0,00
4	Котельная №8	4,05	0,00	3,98	0,00	0,07
5	Котельная №10	4,16	0,00	4,05	0,00	0,10
6	Котельная №10а	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00
7	Котельная №12м	4,13	0,00	3,92	0,00	0,21
8	Котельная №13	3,80	0,00	3,80	0,00	0,00
9	Котельная №13а	2,75	0,00	2,69	0,00	0,06
10	Котельная №14	1,61	0,00	1,47	0,00	0,13
11	Котельная №15	0,93	0,00	0,93	0,00	0,00
12	Котельная №16	0,78	0,00	0,74	0,00	0,04
13	Котельная №17м	4,91	0,00	4,91	0,00	0,00
14	Котельная №19г	1,04	0,00	1,04	0,00	0,00
15	Котельная №19з	8,98	0,00	8,98	0,00	0,00
16	Котельная №31м	12,35	0,00	12,35	0,00	0,00
17	Котельная №34	9,31	0,00	9,29	0,00	0,02
18	Котельная №32	0,23	0,00	0,00	0,00	0,23
19	Котельная №18	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00
20	Котельная №18а	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00
21	Котельная №18б	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00
22	Котельная №18в	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00
23	Котельная №20а-ш	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00
24	Котельная №20а-4э	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00
25	Котельная №20а-2э	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00
26	Котельная №20а-д	0,07	0,00	0,07	0,00	0,00
27	Котельная №20б-1	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00
28	Котельная №20б-2к	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00
29	Котельная №20б-2ш	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00
30	Котельная №20м	1,59	0,00	1,59	0,00	0,00
31	Котельная №20в	0,02	0,00	0,02	0,00	0,00
32	Котельная №21м	4,36	0,00	4,36	0,00	0,00
33	Котельная №23м	5,02	0,00	5,02	0,00	0,00
34	Котельная №24м	4,96	0,00	4,87	0,00	0,09
35	Котельная №25	4,60	0,00	4,60	0,00	0,00
36	Крышная	0,03	0,00	0,02	0,00	0,005
37	Котельная №26	0,45	0,00	0,45	0,00	0,00
38	Котельная №26а	0,08	0,00	0,07	0,00	0,002
39	Котельная №27	0,19	0,00	0,16	0,00	0,02
40	Котельная №28	0,86	0,00	0,86	0,00	0,00
41	Котельная Спасское	2,73	0,00	2,49	0,00	0,24
42	Новомосковская ГРЭС	199,64	0,00	167,98	15,26	16,40
43	ПП НГРЭС Котельная №1	39,87	0,00	30,00	0,00	9,87
44	Котельная депо "Новомосковск"	10,09	0,00	7,71	0,00	2,38
45	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	1,66	0,00	1,66	0,00	0,00
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,00	0,00	1,80	0,00	0,20
47	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,20	0,00	0,20	0,00	0,00
48	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,20	0,00	0,20	0,00	0,00
49	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,70	0,00	0,70	0,00	0,00

б. описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии;

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Суммарная нагрузка, Гкал/ч	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч				Потери в тепловых сетях, Гкал/ч
			на технологическое	на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение ГВС ср	
Суммарные значения:		352,2	0	306,75	15,26	30,2	29,09
1	Котельная №2	12,470	0,000	11,090	0,000	0,130	1,250
2	Котельная №4	1,140	0,000	1,010	0,000	0,000	0,130
3	Котельная №5	1,260	0,000	0,920	0,000	0,000	0,340
4	Котельная №8	4,670	0,000	3,980	0,000	0,070	0,620
5	Котельная №10	5,280	0,000	4,050	0,000	0,100	1,130
6	Котельная №10а	0,080	0,000	0,070	0,000	0,000	0,010
7	Котельная №12м	5,750	0,000	3,920	0,000	0,210	1,620
8	Котельная №13	4,260	0,000	3,800	0,000	0,000	0,460
9	Котельная №13а	3,400	0,000	2,690	0,000	0,060	0,650
10	Котельная №14	1,940	0,000	1,470	0,000	0,130	0,340
11	Котельная №15	1,190	0,000	0,930	0,000	0,000	0,260
12	Котельная №16	0,980	0,000	0,740	0,000	0,040	0,200
13	Котельная №17м	6,570	0,000	4,910	0,000	0,000	1,660
14	Котельная №19г	1,810	0,000	1,040	0,000	0,000	0,770
15	Котельная №19з	10,880	0,000	8,980	0,000	0,000	1,900
16	Котельная №31м	13,700	0,000	12,350	0,000	0,000	1,350
17	Котельная №34	10,190	0,000	9,290	0,000	0,020	0,880
18	Котельная №32	0,480	0,000	0,000	0,000	0,230	0,250
19	Котельная №18	0,050	0,000	0,050	0,000	0,000	0,000
20	Котельная №18а	0,080	0,000	0,080	0,000	0,000	0,000
21	Котельная №18б	0,090	0,000	0,080	0,000	0,000	0,010
22	Котельная №18в	0,080	0,000	0,080	0,000	0,000	0,000
23	Котельная №20а-ш	0,070	0,000	0,070	0,000	0,000	0,000
24	Котельная №20а-4э	0,080	0,000	0,070	0,000	0,000	0,010
25	Котельная №20а-2э	0,080	0,000	0,070	0,000	0,000	0,010
26	Котельная №20а-д	0,070	0,000	0,070	0,000	0,000	0,000
27	Котельная №20б-1	0,060	0,000	0,060	0,000	0,000	0,000
28	Котельная №20б-2к	0,060	0,000	0,060	0,000	0,000	0,000
29	Котельная №20б-2ш	0,060	0,000	0,060	0,000	0,000	0,000
30	Котельная №20м	1,900	0,000	1,590	0,000	0,000	0,310
31	Котельная №20в	0,020	0,000	0,020	0,000	0,000	0,000
32	Котельная №21м	5,700	0,000	4,360	0,000	0,000	1,340
33	Котельная №23м	6,300	0,000	5,020	0,000	0,000	1,280
34	Котельная №24м	6,270	0,000	4,870	0,000	0,090	1,310
35	Котельная №25	5,160	0,000	4,600	0,000	0,000	0,560
36	Крышная	0,025	0,000	0,020	0,000	0,005	0,000
37	Котельная №26	0,720	0,000	0,450	0,000	0,000	0,270
38	Котельная №26а	0,072	0,000	0,070	0,000	0,002	0,000
39	Котельная №27	0,180	0,000	0,160	0,000	0,020	0,000
40	Котельная №28	1,160	0,000	0,860	0,000	0,000	0,300
41	Котельная Спасское	3,910	0,000	2,490	0,000	0,240	1,180
42	Новомосковская ГРЭС	211,640	0,000	167,980	15,260	16,400	12,000
43	ПП НГРЭС Котельная №1	39,870	0,000	30,000	0,000	9,870	0,000
44	Котельная депо "Новомосковск"	11,080	0,000	7,710	0,000	2,380	0,990
45	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	1,860	0,000	1,660	0,000	0,000	0,200
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,000	0,000	1,800	0,000	0,200	0,000
47	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,200	0,000	0,200	0,000	0,000	0,000
48	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,200	0,000	0,200	0,000	0,000	0,000
49	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,700	0,000	0,700	0,000	0,000	0,000

в. описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;

Фонд жилой застройки города с децентрализованным теплоснабжением составляет 456,4 тыс. м², в том числе МКД 39,5 тыс. м², остальной фонд составляет частный сектор.

По данным «Методических рекомендаций по формированию нормативов потребления услуг жилищно-коммунального хозяйства» годовое потребление тепла на один метр квадратный жилой площади для одноэтажных зданий принят в размере 0,36 Гкал/год/м².

Расчётная тепловая нагрузка на отопление жилого фонда с децентрализованным теплоснабжением оценивается в 63 Гкал/ч, при расчётной температуре наружного воздуха на отопление.

г. описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом;

Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии - расчетного элемента территориального деления	Потребление тепловой энергии за базовый год, тыс. Гкал/год	Потребление тепловой энергии - отопительный период, тыс. Гкал/год
1	Котельная №2	26,39	18,71
2	Котельная №4	2,64	2,36
3	Котельная №5	1,59	2,15
4	Котельная №8	8,93	5,34
5	Котельная №10	7,80	5,48
6	Котельная №10а	0,15	0,15
7	Котельная №12м	27,79	5,45
8	Котельная №13	7,50	8,84
9	Котельная №13а	7,52	4,58
10	Котельная №14	3,75	2,12
11	Котельная №15	2,54	2,51
12	Котельная №16	1,78	1,03
13	Котельная №17м	23,13	11,43
14	Котельная №19г	3,20	3,20
15	Котельная №19з	20,60	20,60
16	Котельная №31м	24,94	24,94
17	Котельная №34	25,81	13,49
18	Котельная №32	1,89	1,62
19	Котельная №18	0,11	0,11
20	Котельная №18а	0,18	0,18
21	Котельная №18б	0,29	0,19
22	Котельная №18в	0,22	0,19
23	Котельная №20а-ш	0,15	0,15
24	Котельная №20а-4э	0,69	0,16
25	Котельная №20а-2э	0,15	0,15
26	Котельная №20а-д	0,15	0,15
27	Котельная №20б-1	0,12	0,12
28	Котельная №20б-2к	0,34	0,34
29	Котельная №20б-2ш	0,12	0,12
30	Котельная №20м	3,60	3,60
31	Котельная №20в	0,05	0,05
32	Котельная №21м	8,02	8,02
33	Котельная №23м	9,19	9,19
34	Котельная №24м	11,94	11,94
35	Котельная №25	9,29	9,29
36	Крышная	0,29	0,29
37	Котельная №26	1,02	1,02
38	Котельная №26а	0,24	0,24
39	Котельная №27	0,40	0,40
40	Котельная №28	1,95	1,95
41	Котельная Спасское	9,44	9,44

42	Новомосковская ГРЭС	499,41	291,92
43	Котельная депо "Новомосковск"	30,36	16,01
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,00	0
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,00	0
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	4,40	1,96
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,00	0
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	1,08	0,65
49	ПП НГРЭС Котельная №1	5,89	1,42

д. описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение;

Согласно решению Собрания Депутатов муниципального образования г. Новомосковск норматив потребления тепловой энергии на отопление утверждён в размере 0,17 Гкал/год на один м² жилой застройки, норматив потребления тепловой энергии на ГВС на одного человека в год утверждён в размере 2 Гкал/год.

е. описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.

Величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии представлены в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.4 - Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч
Суммарные значения:		352,20	352,20	352,20
1	Котельная №2	11,22	11,22	11,22
2	Котельная №4	1,01	1,01	1,01
3	Котельная №5	0,92	0,92	0,92
4	Котельная №8	4,05	4,05	4,05
5	Котельная №10	4,16	4,16	4,16
6	Котельная №10а	0,07	0,07	0,07
7	Котельная №12м	4,13	4,13	4,13
8	Котельная №13	3,80	3,80	3,80
9	Котельная №13а	2,75	2,75	2,75
10	Котельная №14	1,61	1,61	1,61
11	Котельная №15	0,93	0,93	0,93
12	Котельная №16	0,78	0,78	0,78
13	Котельная №17м	4,91	4,91	4,91
14	Котельная №19г	1,04	1,04	1,04
15	Котельная №19з	8,98	8,98	8,98
16	Котельная №31м	12,35	12,35	12,35
17	Котельная №34	9,31	9,31	9,31
18	Котельная №32	0,23	0,23	0,23
19	Котельная №18	0,05	0,05	0,05
20	Котельная №18а	0,08	0,08	0,08
21	Котельная №18б	0,08	0,08	0,08
22	Котельная №18в	0,08	0,08	0,08
23	Котельная №20а-ш	0,07	0,07	0,07
24	Котельная №20а-4э	0,07	0,07	0,07
25	Котельная №20а-2э	0,07	0,07	0,07
26	Котельная №20а-д	0,07	0,07	0,07
27	Котельная №20б-1	0,06	0,06	0,06
28	Котельная №20б-2к	0,06	0,06	0,06
29	Котельная №20б-2ш	0,06	0,06	0,06
30	Котельная №20м	1,59	1,59	1,59
31	Котельная №20в	0,02	0,02	0,02
32	Котельная №21м	4,36	4,36	4,36
33	Котельная №23м	5,02	5,02	5,02
34	Котельная №24м	4,96	4,96	4,96
35	Котельная №25	4,60	4,60	4,60
36	Крышная	0,03	0,03	0,03
37	Котельная №26	0,45	0,45	0,45
38	Котельная №26а	0,08	0,08	0,08

№ п/п	Зона действия источника тепловой энергии	Тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч
39	Котельная №27	0,19	0,19	0,19
40	Котельная №28	0,86	0,86	0,86
41	Котельная Спасское	2,73	2,73	2,73
42	Новомосковская ГРЭС	199,64	199,64	199,64
43	ПП НГРЭС Котельная №1	39,87	39,87	39,87
44	Котельная депо "Новомосковск"	10,09	10,09	10,09
45	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	1,66	1,66	1,66
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,00	2,00	2,00
47	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,20	0,20	0,20
48	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,20	0,20	0,20
49	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,70	0,70	0,70

е. часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки";

- а. описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;**

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 - Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

№ п/п	Наименование ИТЭ	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность в воде, Гкал/ч	Располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Расчетный расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч
1	Котельная №2М	12,9	12,9	0,00	0,16	12,74	11,22	1,25	0,27
2	Котельная №4	2,76	2,76	0,00	0,03	2,73	1,01	0,13	1,586
3	Котельная №5	3,32	3,32	0,00	0,03	3,29	0,92	0,34	2,022
4	Котельная №8	5,96	5,96	0,00	0,06	5,90	4,05	0,62	1,237
5	Котельная №10	7,16	6,16	1,00	0,07	7,09	4,16	1,13	1,800
6	Котельная №10а	0,17	0,17	0,00	0,00	0,17	0,07	0,01	0,098
7	Котельная №12м	12,90	12,90	0,00	0,13	12,77	4,13	1,62	7,029
8	Котельная №13	6,16	6,16	0,00	0,06	6,10	3,80	0,46	1,840
9	Котельная №13а	4,67	4,67	0,00	0,05	4,63	2,75	0,65	1,226
10	Котельная №14	3,80	3,80	0,00	0,04	3,76	1,61	0,34	1,821
11	Котельная №15	2,40	2,40	0,00	0,02	2,38	0,93	0,26	1,190
12	Котельная №16	1,89	1,89	0,00	0,02	1,87	0,78	0,20	0,894
13	Котельная №17м	15,48	15,48	0,00	0,15	15,33	4,91	1,66	8,751
14	Котельная №19г	3,01	3,01	0,00	0,03	2,98	1,04	0,77	1,167
15	Котельная №19з	11,24	8,60	2,64	0,11	11,13	8,98	1,90	0,246
16	Котельная №31м	15,48	15,48	0,00	0,15	15,33	12,35	1,35	1,631
17	Котельная №34М	10,32	10,32	0,00	0,32	10,00	9,11	0,88	0,01
18	Котельная №32	0,86	0,86	0,00	0,01	0,85	0,23	0,25	0,380
19	Котельная №18	0,60	0,60	0,00	0,01	0,60	0,05	0,00	0,547
20	Котельная №18а	0,12	0,12	0,00	0,00	0,12	0,08	0,00	0,034
21	Котельная №18б	0,17	0,17	0,00	0,00	0,17	0,08	0,01	0,079
22	Котельная №18в	0,12	0,12	0,00	0,00	0,12	0,08	0,00	0,030
23	Котельная №20а-ш	0,09	0,09	0,00	0,00	0,09	0,07	0,00	0,016
24	Котельная №20а-4э	0,17	0,17	0,00	0,00	0,17	0,07	0,01	0,095
25	Котельная №20а-2э	0,08	0,08	0,00	0,00	0,08	0,07	0,01	0,004
26	Котельная №20а-д	0,08	0,08	0,00	0,00	0,08	0,07	0,00	0,010
27	Котельная №20б-1	0,08	0,08	0,00	0,00	0,08	0,06	0,00	0,020
28	Котельная №20б-2к	0,08	0,08	0,00	0,00	0,08	0,06	0,00	0,016
29	Котельная №20б-2ш	0,12	0,12	0,00	0,00	0,12	0,06	0,00	0,059
30	Котельная №20м	3,72	3,72	0,00	0,04	3,68	1,59	0,31	1,785
31	Котельная №20в	0,03	0,03	0,00	0,00	0,03	0,02	0,00	0,013
32	Котельная №21м	6,02	6,02	0,00	0,06	5,96	4,36	1,34	0,254
33	Котельная №23м	6,45	6,45	0,00	0,06	6,39	5,02	1,28	0,091
34	Котельная №24м	6,45	6,45	0,00	0,06	6,39	4,96	1,31	0,111
35	Котельная №25	5,82	5,82	0,00	0,06	5,76	4,60	0,56	0,599
36	Крышная	0,15	0,15	0,00	0,00	0,15	0,03	0,00	0,123
37	Котельная №26	0,99	0,99	0,00	0,01	0,98	0,45	0,27	0,262

№ п/п	Наименование ИТЭ	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность в воде, Гкал/ч	Располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Расчетный расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч
38	Котельная №26а	0,10	0,10	0,00	0,00	0,10	0,08	0,00	0,023
39	Котельная №27	0,86	0,26	0,60	0,01	0,85	0,19	0,00	0,662
40	Котельная №28	8,40	8,40	0,00	0,08	8,32	0,86	0,30	7,158
41	Котельная Спасское	16,46	13,86	2,60	0,16	16,30	2,73	1,18	12,384
42	Новомосковская ГРЭС	302,40	223,1	79,3	24,90	277,5	144,17	7,5	125,83
43	ППП НГРЭС Котельная №1	60,00	60,00	0,00	0,60	59,40	39,87	0,00	19,530
44	Котельная депо "Новомосковск"	22,80	0,00	22,80	0,23	22,57	10,09	0,99	11,493
45	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,58	2,58	0,00	0,03	2,55	1,66	0,20	0,696
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,58	2,58	0,00	0,03	2,55	2,00	0,00	0,554
47	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,36	0,36	0,00	0,00	0,36	0,20	0,00	0,156
48	Котельная МУП "Райзеленстрой"	1,00	1,00	0,00	0,01	0,99	0,20	0,00	0,790
49	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,60	1,60	0,00	0,02	1,58	0,70	0,00	0,884

б. описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлены в таблице 1.6.2.

Таблица 1.6.2 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

№ п/п	Наименование ИТЭ	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч
1	Котельная №2М	12,74	11,22	1,25	0,27
2	Котельная №4	2,73	1,01	0,13	1,586
3	Котельная №5	3,29	0,92	0,34	2,022
4	Котельная №8	5,90	4,05	0,62	1,237
5	Котельная №10	7,09	4,16	1,13	1,800
6	Котельная №10а	0,17	0,07	0,01	0,098
7	Котельная №12м	12,77	4,13	1,62	7,029
8	Котельная №13	6,10	3,80	0,46	1,840
9	Котельная №13а	4,63	2,75	0,65	1,226
10	Котельная №14	3,76	1,61	0,34	1,821
11	Котельная №15	2,38	0,93	0,26	1,190
12	Котельная №16	1,87	0,78	0,20	0,894
13	Котельная №17м	15,33	4,91	1,66	8,751
14	Котельная №19г	2,98	1,04	0,77	1,167
15	Котельная №19э	11,13	8,98	1,90	0,246
16	Котельная №31м	15,33	12,35	1,35	1,631
17	Котельная №34М	10,00	9,31	0,88	0,01
18	Котельная №32	0,85	0,23	0,25	0,380
19	Котельная №18	0,60	0,05	0,00	0,547
20	Котельная №18а	0,12	0,08	0,00	0,034
21	Котельная №18б	0,17	0,08	0,01	0,079
22	Котельная №18в	0,12	0,08	0,00	0,030
23	Котельная №20а-ш	0,09	0,07	0,00	0,016
24	Котельная №20а-4э	0,17	0,07	0,01	0,095
25	Котельная №20а-2э	0,08	0,07	0,01	0,004
26	Котельная №20а-д	0,08	0,07	0,00	0,010
27	Котельная №20б-1	0,08	0,06	0,00	0,020
28	Котельная №20б-2к	0,08	0,06	0,00	0,016
29	Котельная №20б-2ш	0,12	0,06	0,00	0,059
30	Котельная №20м	3,68	1,59	0,31	1,785
31	Котельная №20в	0,03	0,02	0,00	0,013
32	Котельная №21м	5,96	4,36	1,34	0,254
33	Котельная №23м	6,39	5,02	1,28	0,091
34	Котельная №24м	6,39	4,96	1,31	0,111
35	Котельная №25	5,76	4,60	0,56	0,599
36	Крышная	0,15	0,03	0,00	0,123
37	Котельная №26	0,98	0,45	0,27	0,262
38	Котельная №26а	0,10	0,08	0,00	0,023
39	Котельная №27	0,85	0,19	0,00	0,662
40	Котельная №28	8,32	0,86	0,30	7,158
41	Котельная Спасское	16,30	2,73	1,18	12,384
42	Новомосковская ГРЭС	277,5	144,17	7,5	125,83
43	ПП НГРЭС Котельная №1	59,40	39,87	0,00	19,530
44	Котельная депо "Новомосковск"	22,57	10,09	0,99	11,493
45	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	2,55	1,66	0,20	0,696
46	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	2,55	2,00	0,00	0,554
47	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,36	0,20	0,00	0,156
48	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,99	0,20	0,00	0,790
49	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	1,58	0,70	0,00	0,884

- в. описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю;**

Пропускная способность головных участков трубопроводов тепловых сетей от источников тепловой энергии и расчётный расход на них представлен в таблице 1.6.3.

Таблица 1.6.3 - Резервы и дефициты пропускной способности магистральных выводов

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Диаметр головного участка, Ду, мм	Пропускная способность головного участка, т/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Давление в подающем трубопроводе, кгс/м. куб.	Давление в обратном трубопроводе, кгс/м. куб.
1	Котельная №2М	300	310	14,17	354,3	5,5	2,8
2	Котельная №4	200	107	1,01	25,4	4,2	2,0
3	Котельная №5	100	16	0,92	23,1	4,1	2,6
4	Котельная №8	250	180	4,05	101,1	4,8	2,6
5	Котельная №10	250	180	4,16	103,9	4,2	2,7
6	Котельная №10а	50	2	0,07	1,6	2,3	1,5
7	Котельная №12	200	107	4,13	103,1	6,0	3,0
8	Котельная №13	250	180	3,65	91,3	5,0	2,5
9	Котельная №13а	250	180	3,47	86,8	5,0	3,0
10	Котельная №14	200	107	1,61	40,2	4,0	2,0
11	Котельная №15	200	107	1,08	27,0	3,5	2,5
12	Котельная №16	125	38	0,78	19,5	3,7	1,9
13	Котельная №17м	300	310	4,91	122,8	4,4	2,0
14	Котельная №19г	250	180	2,46	61,6	н/д	н/д
15	Котельная №19з	250	180	8,98	224,4	3,8	2,0
16	Котельная №31м	300	310	12,35	308,7	4,0	2,2
17	Котельная №34М	500	1200	10,22	255,4	5,6	2,3
18	Котельная №32	150	46	0,70	17,4	н/д	н/д
19	Котельная №18	н/д	н/д	0,05	1,2	1,3	1,0
20	Котельная №18а	50	2	0,08	2,0	1,8	1,0
21	Котельная №18б	50	2	0,08	2,0	2,6	1,6
22	Котельная №18в	50	2	0,08	2,0	2,5	1,6
23	Котельная №20м	200	107	1,63	40,7	5,6	2,0
24	Котельная №20а	50	2	0,28	7,0	1,8	1,4
25	Котельная №20б-1	н/д	н/д	0,06	1,4	2,1	1,7
26	Котельная №20б-2	50	2	0,12	3,1	2,1	1,7
27	Котельная №20в	50	2	0,02	0,4	1,8	1,0
28	Котельная №21м	200	107	4,36	109,1	4,2	1,8
29	Котельная №23м	300	310	5,02	125,4	3,8	2,6
30	Котельная №24м	250	180	5,05	126,3	4,2	1,6
31	Котельная №25	200	107	4,60	115,0	3,2	1,9
32	Крышная	н/д	н/д	0,03	0,7	1,8	1,4
33	Котельная №26	200	107	0,80	20,1	2,3	1,7
34	Котельная №26а	н/д	н/д	0,08	1,9	1,7	1,2
35	Котельная №27	н/д	н/д	0,19	4,7	3,0	1,5
36	Котельная №28	200	107	1,18	29,5	3,8	1,8
37	Котельная Спасское	200	107	11,04	276,0	4,0	1,3
38	Новомосковская ГРЭС	700	2350	155,49	1550	11	5
39	Котельная депо "Новомосковск"	200	107	14,09	352,1	н/д	н/д
40	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и	н/д	н/д	0,20	5,0	н/д	н/д

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Диаметр головного участка, Ду, мм	Пропускная способность головного участка, т/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Расчетный расход теплоносителя, т/ч	Давление в подающем трубопроводе, кгс/м. куб.	Давление в обратном трубопроводе, кгс/м. куб.
	тротуаров"						
41	Котельная МУП "Райзеленстрой"	н/д	н/д	0,20	5,0	н/д	н/д
42	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	н/д	н/д	1,47	36,7	н/д	н/д
43	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	н/д	н/д	0,70	17,5	н/д	н/д
44	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	н/д	н/д	2,00	50,0	н/д	н/д
45	ПП НГРЭС Котельная №1	600	1700		1572	7	3

г. описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения;

Согласно проведенного выше анализа, значительного дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии не обнаружено.

Решение проблемы с дефицитом на котельной №2 описано в главе 5 и 7.

д. описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

В организации расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности нет необходимости.

ж. часть 7 "Балансы теплоносителя";**а. описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть;**

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии представлены в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Расход воды на сис-му ГВС макс, м. куб./час	Подпитка тепловой сети, м. куб./час	Резерв/дефицит, м. куб./час
Суммарные значения		2112,8	2077,6	129,2	2046,1
1	Котельная №2	216,0	15,8	5,5	194,73
2	Котельная №4	0,0	0,0	0,3	0,00
3	Котельная №5	0,0	0,0	0,4	0,00
4	Котельная №8	0,0	4,6	0,7	0,00
5	Котельная №10	136,0	7,1	0,6	128,26
6	Котельная №10а	0,0	0,0	0,0	0,00
7	Котельная №12м	116,0	14,1	1,0	100,89
8	Котельная №13	0,0	0,0	1,0	0,00
9	Котельная №13а	0,0	2,3	0,6	0,00
10	Котельная №14	0,0	9,1	0,2	0,00
11	Котельная №15	0,0	0,0	0,0	0,00
12	Котельная №16	0,0	2,5	0,4	0,00
13	Котельная №17м	0,0	0,0	0,8	0,00
14	Котельная №19г	1,8	0,0	0,2	1,60
15	Котельная №19з	14,0	0,0	2,0	12,00
16	Котельная №31м	10,0	0,0	4,0	6,00
17	Котельная №34	242,0	1,2	6,0	234,84
18	Котельная №32	1,5	0,0	0,2	1,35
19	Котельная №18	0,0	0,0	0,0	0,00
20	Котельная №18а	0,0	0,0	0,0	0,00
21	Котельная №18б	0,0	0,0	0,0	0,00
22	Котельная №18в	0,0	0,0	0,0	0,00
23	Котельная №20а-ш	72,0	0,0	0,0	72,00
24	Котельная №20а-4э	0,0	0,0	0,0	0,00
25	Котельная №20а-2э	0,0	0,0	0,0	0,00
26	Котельная №20а-д	0,0	0,0	0,0	0,00
27	Котельная №20б-1	0,0	0,0	0,0	0,00
28	Котельная №20б-2к	0,0	0,0	0,0	0,00
29	Котельная №20б-2ш	12,2	0,0	0,0	12,20
30	Котельная №20м	11,0	0,0	0,2	10,80
31	Котельная №20в	0,0	0,0	0,0	0,00
32	Котельная №21м	0,8	0,0	3,0	-2,20
33	Котельная №23м	1,5	0,0	3,0	-1,50
34	Котельная №24м	0,0	6,5	4,0	0,00
35	Котельная №25	20,0	0,0	2,3	17,70
36	Крышная	24,0	0,3	0,0	23,67
37	Котельная №26	334,0	0,0	0,1	333,90
38	Котельная №26а	900,0	0,2	0,0	899,83
39	Котельная №27	0,0	1,7	0,3	0,00
40	Котельная №28	0,0	0,0	1,5	0,00

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Расход воды на сис-му ГВСмакс, м. куб./час	Подпитка тепловой сети, м. куб./час	Резерв/дефицит, м. куб./час
41	Котельная Спасское	0,0	20,6	7,0	0,00
42	Новомосковская ГРЭС	0,0	350,0	83,6	0,00
43	Котельная депо "Новомосковск"	0,0	176,3	0,2	0,00
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,0	0,0	0,0	0,00
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,0	0,0	0,0	0,00
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	0,0	0,0	0,0	0,00
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,00
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	0,0	13,7	0,1	0,00
49	ПП НГРЭС Котельная №1	Нет оборудования ХВО	0,0	0,0	0,00

б. описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения представлены в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2 - Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Аварийная подпитка, м. куб./ч	Резерв/дефицит в аварийном режиме, м. куб./ч
Суммарные значения		2112,8	206,0	2058,0
1	Котельная №2	216,0	16,67	199,33
2	Котельная №4	0,0	0,34	0,00
3	Котельная №5	0,0	0,51	0,00
4	Котельная №8	0,0	1,55	0,00
5	Котельная №10	136,0	1,98	134,02
6	Котельная №10а	0,0	0,00	0,00
7	Котельная №12м	116,0	2,59	113,41
8	Котельная №13	0,0	0,87	0,00
9	Котельная №13а	0,0	1,51	0,00
10	Котельная №14	0,0	0,50	0,00
11	Котельная №15	0,0	0,32	0,00
12	Котельная №16	0,0	0,27	0,00
13	Котельная №17м	0,0	1,21	0,00
14	Котельная №19г	1,8	5,77	-3,97
15	Котельная №19з	14,0	5,69	8,31
16	Котельная №31м	10,0	3,67	6,33
17	Котельная №34	242,0	10,29	231,71
18	Котельная №32	1,5	0,09	1,41
19	Котельная №18	0,0	0,00	0,00
20	Котельная №18а	0,0	0,00	0,00
21	Котельная №18б	0,0	0,01	0,00
22	Котельная №18в	0,0	0,00	0,00
23	Котельная №20а-ш	72,0	0,00	72,00
24	Котельная №20а-4э	0,0	0,00	0,00
25	Котельная №20а-2э	0,0	0,00	0,00
26	Котельная №20а-д	0,0	0,00	0,00
27	Котельная №20б-1	0,0	0,00	0,00

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Производительность существующей водоподготовки, м. куб./ч	Аварийная подпитка, м. куб./ч	Резерв/дефицит в аварийном режиме, м. куб./ч
28	Котельная №20б-2к	0,0	0,00	0,00
29	Котельная №20б-2ш	12,2	0,00	12,20
30	Котельная №20м	11,0	0,70	10,30
31	Котельная №20в	0,0	0,00	0,00
32	Котельная №21м	0,8	3,06	-2,26
33	Котельная №23м	1,5	2,78	-1,28
34	Котельная №24м	0,0	2,60	0,00
35	Котельная №25	20,0	1,13	18,87
36	Крышная	24,0	0,00	24,00
37	Котельная №26	334,0	0,39	333,61
38	Котельная №26а	900,0	0,00	900,00
39	Котельная №27	0,0	0,00	0,00
40	Котельная №28	0,0	0,72	0,00
41	Котельная Спасское	0,0	1,48	0,00
42	Новомосковская ГРЭС	0,0	136,81	0,00
43	Котельная депо "Новомосковск"	0,0	1,71	0,00
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,0	0,00	0,00
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	0,0	0,00	0,00
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	0,0	0,40	0,00
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,0	0,00	0,00
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	0,0	0,41	0,00
49	ПП НГРЭС Котельная №1	0,0	0,00	0,00

3. часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом";

а. описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;

Основным топливом для источников тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения является природный газ. На котельной № 10а используют в качестве топлива электрическую энергию. Все источники тепла имеют один ввод газа.

Годовое потребление газа источниками тепла за базовый 2020 год представлено в таблице 1.8.1.

Таблица 1.8.1 - Вид и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид основного топлива	Ед. изм.	Потребление топлива за базовый год
1	Котельная №2	Газ природный	тыс. м. куб.	4122,66
2	Котельная №4	Газ природный	тыс. м. куб.	437,64
3	Котельная №5	Газ природный	тыс. м. куб.	418,47
4	Котельная №8	Газ природный	тыс. м. куб.	1595,09
5	Котельная №10	Газ природный	тыс. м. куб.	1366,32
6	Котельная №10а	Электроэнергия	тыс. кВт·ч	19,90
7	Котельная №12м	Газ природный	тыс. м. куб.	3185,02
8	Котельная №13	Газ природный	тыс. м. куб.	1197,62
9	Котельная №13а	Газ природный	тыс. м. куб.	958,36
10	Котельная №14	Газ природный	тыс. м. куб.	793,93
11	Котельная №15	Газ природный	тыс. м. куб.	354,49
12	Котельная №16	Газ природный	тыс. м. куб.	413,94
13	Котельная №17м	Газ природный	тыс. м. куб.	3634,32
14	Котельная №19г	Газ природный	тыс. м. куб.	510,451
15	Котельная №19э	Газ природный	тыс. м. куб.	2500,35
16	Котельная №31м	Газ природный	тыс. м. куб.	3046,27
17	Котельная №34	Газ природный	тыс. м. куб.	3749,36
18	Котельная №32	Газ природный	тыс. м. куб.	200,426
19	Котельная №18	Газ природный	тыс. м. куб.	14,43
20	Котельная №18а	Газ природный	тыс. м. куб.	28,99
21	Котельная №18б	Газ природный	тыс. м. куб.	38,40
22	Котельная №18в	Газ природный	тыс. м. куб.	30,45
23	Котельная №20а-ш	Газ природный	тыс. м. куб.	21,25
24	Котельная №20а-4э	Газ природный	тыс. м. куб.	45,74
25	Котельная №20а-2э	Газ природный	тыс. м. куб.	20,39
26	Котельная №20а-д	Газ природный	тыс. м. куб.	0,00
27	Котельная №20б-1	Газ природный	тыс. м. куб.	14,46
28	Котельная №20б-2к	Газ природный	тыс. м. куб.	18,87
29	Котельная №20б-2ш	Газ природный	тыс. м. куб.	33,402
30	Котельная №20м	Газ природный	тыс. м. куб.	608,56
31	Котельная №20в	Газ природный	тыс. м. куб.	12,26
32	Котельная №21м	Газ природный	тыс. м. куб.	1163,55
33	Котельная №23м	Газ природный	тыс. м. куб.	1514,17
34	Котельная №24м	Газ природный	тыс. м. куб.	1598,88
35	Котельная №25	Газ природный	тыс. м. куб.	1355,03
36	Крышная	Газ природный	тыс. м. куб.	12,14
37	Котельная №26	Газ природный	тыс. м. куб.	150,28
38	Котельная №26а	Газ природный	тыс. м. куб.	44,52
39	Котельная №27	Газ природный	тыс. м. куб.	118,04
40	Котельная №28	Газ природный	тыс. м. куб.	471,86
41	Котельная Спасское	Газ природный	тыс. м. куб.	1473,70
42	Новомосковская ГРЭС	Газ природный	тыс. м. куб.	335932,478
43	Котельная депо "Новомосковск"	Газ природный	тыс. м. куб.	4417,34
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	Газ природный	тыс. м. куб.	0,00
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	Газ природный	тыс. м. куб.	0,00
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	Газ природный	тыс. м. куб.	498,37
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	Газ природный	тыс. м. куб.	0,00
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	Газ природный	тыс. м. куб.	162,04

Ни рисунках 1.8.1-1.8.3 представлен информация по нормативам создания запасов топлива при производстве электрической энергии Новомосковской ГРЭС.



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНЭНЕРГО РОССИИ)**

**Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике**

ул. Щепкина, д.42, стр.1, стр.2,
г. Москва, ГСП-6, 107996

Телефон (495) 631-90-43, факс (495) 631-90-64

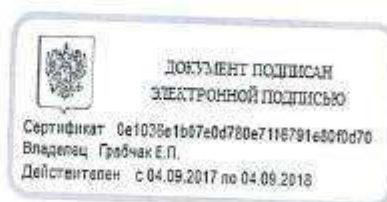
21.08.2018 № 10-1104

По списку

Департамент оперативного контроля и управления в электроэнергетике Минэнерго России сообщает, что приказом Минэнерго России от 21 августа 2018 г. № 683 утверждены нормативы создания запасов топлива при производстве электрической энергии, а также нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более на 1 октября 2018 г. и 1 октября 2019 г.

Выписка из приказа прилагается.

Директор Департамента



Е.П. Грабчак

Сморгалов Александр Анатольевич
(495) 631-80-13

Рисунок 1.8.1 - Информация по нормативам создания запасов топлива при производстве электрической энергии Новомосковской ГРЭС

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от « 21 » августа 2018 г. № 683

НОРМАТИВЫ
создания запасов топлива при производстве электрической энергии,
а также нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и
тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной
мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более на 1 октября 2018 г. и 1 октября 2019 г.

№ п/п	Наименование электростанции	Вид топлива	Неснижаемый нормативный запас топлива	Нормативный запас вспомогательного топлива	Нормативный эксплуатационны й запас топлива	Общий нормативный запас топлива	тыс. тонн
							Нормативный запас аварийного топлива
1	2	3	4	5	6	7	8
1 октября 2019 г.							
20	Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»	уголь	1,694	-	26,326	28,020	-
		мазут	0,075	-	0,086	0,161	-
21	Белгородская ТЭЦ ПАО «Квадра»	мазут	0,180	-	4,662	4,842	-
22	Губкинская ТЭЦ ПАО «Квадра»	уголь	1,448	-	6,752	8,200	-
		мазут	0,050	-	0,081	0,131	-

Рисунок 1.8.2 - Информация по нормативам создания запасов топлива при производстве электрической энергии Новомосковской ГРЭС

3

34	Смоленская ТЭЦ-2 ПАО «Квадра»	мазут	2,028	-	18,138	20,166	-
35	Тамбовская ТЭЦ ПАО «Квадра»	мазут	2,938	-	16,710	19,648	-
36	Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»	уголь	4,026	-	26,326	30,352	-
		мазут	0,118	-	0,180	0,298	-

Выписка верна:

Заместитель директора
Департамента оперативного контроля
и управления в электроэнергетике



И.А. Байков

Рисунок 1.8.3 - Информация по нормативам создания запасов топлива при производстве электрической энергии Новомосковской ГРЭС

б. описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;

Резервное топливо в СЦТ города предусмотрено только на Новомосковской ГРЭС. Резервным топливом для ГРЭС является бурый уголь калорийностью 3933 ккал/кг и топочный мазут марки 100, VI вида и средней калорийностью 9 435 ккал/кг.

Описание видов резервного и аварийного топлива представлено в таблице 1.8.2.

Таблица 1.8.2 - Вид и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид резервного/аварийного топлива
1	Котельная №2М	Не требуется
2	Котельная №4	Не требуется
3	Котельная №5	Не требуется
4	Котельная №8	Не требуется
5	Котельная №10	Не требуется
6	Котельная №10а	Не требуется
7	Котельная №12м	Не требуется
8	Котельная №13	Не требуется
9	Котельная №13а	Не требуется
10	Котельная №14	Не требуется
11	Котельная №15	Не требуется
12	Котельная №16	Не требуется
13	Котельная №17м	Не требуется
14	Котельная №19г	Не требуется
15	Котельная №19э	Не требуется
16	Котельная №31м	Не требуется
17	Котельная №34М	Не требуется
18	Котельная №32	Не требуется
19	Котельная №18	Не требуется
20	Котельная №18а	Не требуется
21	Котельная №18б	Не требуется
22	Котельная №18в	Не требуется
23	Котельная №20а-ш	Не требуется
24	Котельная №20а-4э	Не требуется
25	Котельная №20а-2э	Не требуется
26	Котельная №20а-д	Не требуется
27	Котельная №20б-1	Не требуется
28	Котельная №20б-2к	Не требуется
29	Котельная №20б-2ш	Не требуется
30	Котельная №20м	Не требуется
31	Котельная №20в	Не требуется
32	Котельная №21м	Не требуется
33	Котельная №23м	Не требуется
34	Котельная №24м	Не требуется
35	Котельная №25	Не требуется
36	Крышная	Не требуется
37	Котельная №26	Не требуется
38	Котельная №26а	Не требуется
39	Котельная №27	Не требуется
40	Котельная №28	Не требуется
41	Котельная Спасское	Не требуется
42	Новомосковская ГРЭС	Уголь-антрацит
43	Котельная депо "Новомосковск"	Не требуется
44	Котельная МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	Не требуется
45	Котельная МУП "Райзеленстрой"	Не требуется
46	Котельная ООО "Управляющая компания Сервис НС"	Не требуется
47	Котельная ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	Не требуется
48	Котельная ООО «ПромЭнергоСбыт»	Не требуется
49	ПП НГРЭС Котельная №1	Не предусмотрено

в. описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки;

Снабжение природным газом источников теплоснабжения осуществляется от распределительных газопроводов.

На рисунках 1.8.4 – 1.8.7 представлены паспорта видов топлива, используемых на Новомосковской ГРЭС.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Москва»
Тульское линейное производственное управление магистральных газопроводов
Адрес: 301212 Тульская обл., Щёкинский р-н, рп. Первомайский, ул. Западная, д.3.
Тел. (48751) 6-36-14, факс (48751) 95-2-02

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала
ООО «Газпром трансгаз Москва»
«Тульское ЛПУМГ»

В.И. Давлетов

2019 г.



Паспорт № 01-09-19
качества газа горючего природного за сентябрь 2019 г.

СХ

ООП

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу **СКЦ**, покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции: Боллохово, Деделовская, Книгинино, Косогорская, Киреевская, Ломинцево, Липки, Ново-Огаревская, Новотульская, Новомосковская-1, Обидимская, Оболенская, Первомайская, Плехановская, Ревякинская, Рождественская, Советская, Северозадонская, Тульская, Узловская, Щёкино-1, Щёкино-2.
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: **ГРС Первомайская**
5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Среднемесячный показатель
1	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.1-7-2008		
	метан			не нормируется	95,45
	этан			не нормируется	2,566
	пропан			не нормируется	0,810
	изо-бутан			не нормируется	0,125
	норм-бутан			не нормируется	0,121
	нео-пентан			не нормируется	0,0016
	изо-пентан			не нормируется	0,0219
	норм-пентан			не нормируется	0,0156
	гексаны + высшие углеводороды			не нормируется	0,0137
	диоксид углерода			не более 2,5	0,220
	азот			не нормируется	0,634
	кислород			не более 0,050	0,0050
	водород			не нормируется	0,00126
гелий	не нормируется	0,0112			
2	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,48 8236
3	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³	ГОСТ	41,20 – 54,50	49,98
		ккал/м ³	31369-2008	9840 - 13020	11938
4	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7041
5	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014; ГОСТ Р 53367-2009	не более 0,020	отс
6	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,036	0,0134
7	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отс
8	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ 20060-83; ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа	-17,4
9	Температура газа в точке отбора пробы при определении температуры точки росы	°С		не нормируется	+9
*10	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	4

*Показатель определяется газораспределительной организацией и распространяется только на ГТП коммунально-бытового назначения. Для ГТП промышленного назначения показатель устанавливается по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 25 °С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа – температура 20 °С, давление 101,325 кПа. При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимается 1 ккал равной 4,1868 Дж.

Значения показателей по п.п. 1 – 10 определены в химико-аналитической лаборатории Тульского ЛПУМГ.

Инженер-химик


подпись

Н.В. Побединская
Ф.И.О.

Заполняется региональной компанией по реализации газа

Копия паспорта выдана

_____ наименование региональной компании по реализации газа или филиала

покупателю (потребителю)

_____ наименование предприятия

по его запросу

“ ” 20 г.

Рисунок 1.8.5 - Паспорт горючего природного газа, используемого на Новомосковской ГРЭС

Приложение к паспорту № 01-09-19
качества газа за сентябрь 2019 г.

Отчет лабораторного хроматографа Кристалл-2000М за сентябрь 2019 г.

Место отбора проб газа:

ГРС Первомайская

Число	Значение теплоты сгорания низшей при 20 °С и 101,325 кПа	
	МДж/м ³	ккал/м ³
3	34,44	8226
10	34,51	8243
17	34,51	8243
24	34,47	8233
Среднее значение	34,48	8236

Инженер-химик

подпись

Н.В. Побединская
Ф.И.О.

Рисунок 1.8.6 - Паспорт горючего природного газа, используемого на Новомосковской ГРЭС

19.04.2008 Лист N 1

Типовая форма УПД-35А

Система сертификации ГОСТ Р.
Правила проведения сертификации угля:

СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА N 5187 от 09.04.2008
QUALITY CERTIFICATE

Наименование продукта уголь каменный марка, сорт ДСШ ОТСЕВ класс (0-13)
Грузоотправитель ГО4 ЦЕХ ИНТИНСКИЙ
Почтовый адрес 169840 г. Инта
Станция Инта-2 Северной железной дороги
Номер нормативного документа (НД), по которому отгружено топливо ТУ 0324-00174272-047-2000

Проба отобрана по ГОСТ 10742-71 от партии угля весом 2054,9 тонн 30 вагонов
Уголь принят службой контроля качества по ГОСТ 1137 "Угли бурые, антрацит, торфяки сланцы и брикеты. Правила приемки по качеству". Сертификат удостоверяет качество данной партии угля которое соответствует требованиям ГОСТ Р 51551

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Испытательная лаборатория ОАО "Компания "Интауголь"
Почтовый адрес 169830 Республика Коми, г. Инта, ул. Восточная, 5
Регистрационный номер аттестата аккредитации РОСС RU.0001.22 ТУ 25

Содержание в процентах (%)				Высшая теплота сгорания ($Q_{\text{в}}^{\text{ср}}$) ккал/кг	Низшая теплота сгорания ($Q_{\text{н}}^{\text{ср}}$) ккал/кг
Зольность (A_{p})	Влага (W_{p})	Сера ($S_{\text{p}}^{\text{ср}}$)	Выход летучих веществ ($V^{\text{ср}}$)		
37,70	11,10	2,80	41,00	7188	3933

Сертификат без печати испытательной лаборатории и подписей ответственных лиц считается недействительным.

Руководитель (представитель) службы контроля качества угля
Воронкина Н.Е.
подпись (Ф.И.О.)

Заведующий лабораторией
Бахир Т.Н.
подпись (Ф.И.О.)
(Печать лаборатории)

Рисунок 1.8.7 - Паспорт угля каменного, используемого на Новомосковской ГРЭС

г. описание использования местных видов топлива.

Снабжение природным газом источников теплоснабжения осуществляется от распределительных газопроводов. На основании информации о режимах поставки основного топлива (природного газа) на теплоисточники в периоды резких похолоданий (при температурах наружного воздуха, близких к расчетным), полученной от организаций, занятых в сфере теплоснабжения, проведен анализ поставки топлива. Результаты анализа показали отсутствие снижения объемов поставки природного газа в рассматриваемый период. Также, в эти периоды не наблюдалось падения давления в газопроводах и отклонения физико-химических свойств газа от договорных параметров. Ограничений на потребление газа для источников системы теплоснабжения не вводилось.

д. описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Виды топлива, и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения представлены в таблице 10.3.

е. описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

Основным топливом, используемым для производства тепловой энергии на территории МО, является природный газ.

ж. описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

После реализации мероприятий, согласно принятого варианта развития системы, планируется снижение потребления топлива источниками тепловой энергии.

и. часть 9 "Надежность теплоснабжения";

а. поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей;

Надежность – свойство готовности и влияющие на него свойство безотказности и ремонтпригодности, и поддержка технического обслуживания. (Национальный стандарт РФ ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения).

Согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) надежность системы централизованного теплоснабжения - «способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом системы централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего теплоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде).

б. частота отключений потребителей;

К показателям надежности объектов теплоснабжения относятся:

- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей;
- количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/ч установленной мощности.

Фактические значения показателей надежности объектов теплоснабжения определяются исходя из числа нарушений, возникающих в результате аварий, инцидентов на таких объектах, а также в результате перерывов, прекращений, ограничений в подаче тепловой энергии и (или) теплоносителя на границах раздела балансовой принадлежности с потребителями тепловой энергии и (или) другими объектами теплоснабжения, определяемых по приборам учета тепловой энергии либо в соответствии с актами, предусмотренными договором поставки тепловой энергии.

Значения показателей надежности объектов теплоснабжения рассчитываются как совокупные за расчетный период характеристики нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя, снижение которых ведет к увеличению надежности.

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии (P_n сети от) рассчитывается по формуле:

$$P_n \text{ сети от} = N_n \text{ сети от} / L$$

где:

P_n сети от – показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемый количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу длины тепловой сети теплоснабжающей организации;

N_n сети от – количество прекращений подачи тепловой энергии, зафиксированное на границах раздела балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на тепловых сетях;

L – суммарная протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, километров.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

в. поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений;

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

г. графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения);

Графические материалы, карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

д. результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике";

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на единицу тепловой мощности источника тепловой энергии теплоснабжающей организации

Показатель надежности объектов теплоснабжения, определяемого количеством нарушений подачи тепловой энергии ($P_{n \text{ ист от}}$) рассчитывается по формуле:

$$P_{n \text{ ист от}} = N_{n \text{ ист от}} / M$$

где:

$P_{n \text{ ист от}}$ – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительный сезон;

$N_{n \text{ ист от}}$ – количество прекращения подачи тепловой энергии, зафиксированное на границе балансовой принадлежности сторон договора, причиной которых явились технологические нарушения на источниках тепловой энергии;

M – суммарная располагаемая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

е. результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течении отопительного периода определяются по числу часов ожидания готовности:

- источника теплоты;
- тепловых сетей;
- потребителей теплоты, а также по числу часов нерасчетных температур наружного воздуха.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_g принимается 0,97.

Нормативное значение показателя готовности СЦТ определяет:

- готовность СЦТ к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационные и технические мероприятия, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- нормативное число часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по требованию к надежности теплоснабжения делятся на три категории.

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче.

расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494 (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.).

Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- промышленных зданий до $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Третья категория - остальные потребители.

Расчет уровня надежности теплоснабжения потребителей по состоянию на 01.01.2015 выполнен по методике, разработанной в АО «Газпром промгаз» и опубликованной в работе «Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов». Расчет выполнен с использованием сертифицированного программно-расчетного комплекса ГИС Zulu. Данный методический подход соответствует нормативными положениями, регламентами и показателями, включенными в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

Целью расчета является количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в тепловых сетях (ТС) систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемого уровня надежности для каждого потребителя.

Оценка надежности производится узловыми вероятностными показателями, определяемыми для потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС.

Тепловые сети от энергоисточников работают по радиальной схеме.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения потребителей оценивается коэффициентом готовности K_j , представляющим собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение j -го потребителя не нарушается).

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностью безотказной работы P_j , представляющей собой вероятность того, что в течение

отопительного периода температуре воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения.

Вероятностные показатели надежности (ПН) должны удовлетворять нормативным значениям:

$K_g = 0,97$ – нормативное значение коэффициента готовности;

$R_{сцт} = 0,86$ – нормативное значение вероятности безотказной работы СЦТ. Расчет выполнен при следующих допущениях:

рассматривается марковский стационарный процесс смены состояний ТС с простым пуассоновским распределением потока отказов;

вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как она пренебрежимо мала (на три-четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа);

принимается, что при восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят;

интенсивность отказов теплопроводов определяется на основе статистической обработки данных об отказах.

При отсутствии статистических данных, расчет интенсивности отказов теплопроводов с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Начальная интенсивность отказов соответствует периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

Средняя интенсивность отказов единицы ЗРА (например, задвижки) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

Среднее время восстановления при отказах участков ТС в зависимости от их диаметра определена на основе статистической обработки эксплуатационных данных о восстановлении отказавших элементов (если такие данные имеются).

Если статистические данные о времени восстановления не используются, расчет среднего времени восстановления участков ТС в зависимости от их диаметра и расстояния между СЗ производится в соответствии с (9.9).

Расчет ПН выполнен для узлов с обобщенными потребителями. Коэффициент тепловой аккумуляции зданий принимается по представительным в данном узле категориям зданий или для здания с наихудшей теплоустойчивостью.

Результаты расчетов надежности представлены в электронной модели системы теплоснабжения.

к. часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций";

В таблицах 1.10.1-1.10.5 представлены различные технико-экономические показатели работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Технико-экономические показатели ПП Новомосковская ГРЭС представлены в таблице 1.10.4.

Таблица 1.10.1 - Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – краткая характеристика

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации	Тип эксплуатирующей организации	Кол-во источников ТЭ, шт.	Кол-во котлов, шт.	Установленная мощность котельных организации, Гкал/ч	Подключенная тепловая нагрузка организации, Гкал/ч
1	Восточный филиал ООО "ККС"	ресурсоснабжающая	41	133	202,73	97,8
2	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС	ресурсоснабжающая	1	3	302,4	177,5
3	ПАО «Квадра» ПП НГЭС передача	теплосетевая	-	-	-	-
4	МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ресурсоснабжающая	1	4	0,40	0,20
5	МУП "Райзеленстрой"	ресурсоснабжающая	1	1	0,39	0,20
6	ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ресурсоснабжающая	1	3	2,58	1,47
7	ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	ресурсоснабжающая	1	3	1,60	0,70
8	ОАО "РЖД"	ресурсоснабжающая	1	3	22,80	10,09
9	АО «Новомосковская акционерная компания» «Азот»	теплосетевая	-	-	-	-
10	ООО «ПромЭнергоСбыт»	ресурсоснабжающая	1	2	2,58	2,00
11	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС Котельная №1	ресурсоснабжающая	1	3	60,00	39,87

Таблица 1.10.2 - Прогнозный баланс отпуска тепловой энергии от ПП «НГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 2018 – 2023 гг., тыс.Гкал

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии	526.51	534.35	539.79	539.79	539.79	539.79
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	11.77	11.67	11.35	11.35	11.35	11.35
Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск), в т.ч.	514.74	522.68	528.44	528.44	528.44	528.44
вода	486.08	493.18	465.540	465.540	465.540	465.540
отборный пар	28.66	29.50	30.74	30.74	30.74	30.74

Таблица 1.10.3 - Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций – тепловые потери и объем покупной тепловой энергии

№ п/п	Наименование организаций, в отношении которых устанавливаются тарифы	Утвержденные потери тепловой энергии, тыс. Гкал									Объем покупной тепловой энергии учтенной в тарифе тепловой энергии, тыс. Гкал									
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
1	Восточный филиал ООО "ККС"	49,2	49,2	49,2	49,2	49,2	44,7	44,5	0,0	0,0	431,5	431,5	431,5	431,5	409,0	421,2	417,9	0,0	0,0	
2	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	ПАО «Квадра» ПП НГЭС передача	51,59	51,59	62,89	62,89	62,89	62,89	62,89	62,89	62,89	0,0	0,0	0,0	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9
4	МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Наименование организаций, в отношении которых устанавливаются тарифы	Утвержденные потери тепловой энергии, тыс. Гкал									Объем покупной тепловой энергии учтенной в тарифе тепловой энергии, тыс. Гкал								
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
5	МУП "Райзеленстрой"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	ООО "Управляющая компания Сервис НС"	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	ОАО "РЖД"	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	АО «Новомосковская акционерная компания» «Азот»	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
10	ООО «ПромЭнергоСбыт»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	ПАО «Квадра» ПП НГРЭС Котельная №1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.10.4 - Техничко-экономические показатели ПП Новомосковская ГРЭС

Наименование показателя	Ед.изм.	2018 г. факт		2019 г. факт			2020 г. факт			2021 г. план (утверждено в тарифе)		
		Тепловая энергия (НГРЭС)	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1
Выработка тепловой энергии	Гкал	561,07	15,59	511,87	485,22	0,00	460,10	432,82	7,27	539,94	513,39	3,76
Расход тепла на хозяйственные нужды	Гкал	11,13		11,35	11,35		10,97	10,97		11,35	11,35	
Отпуск с коллекторов	Гкал	549,94	15,59	500,52	473,87	0,00	449,13	421,85	7,27	528,59	502,04	3,76
Получено тепловой энергии со стороны	Гкал											
Потери тепловой энергии в т/с	Гкал	97,45		88,79	88,79		65,52	65,52	2,07	62,89	62,89	
Полезный отпуск тепла потребителям	Гкал	452,49	15,59	411,73	385,09	0,00	383,61	356,33	5,20	465,70	439,15	3,76
Операционные расходы	тыс.руб.	225 422,58	4 735,31	271 648,05	242 673,09	8 896,20	294 161,05	269 392,64	5 767,55		69 647,72	1 223,75
Материалы на эксплуатацию (соль+спирт+прочее)	тыс.руб.	11 987,45	10,37	12 174,79	10 739,93	33,54	11 716,86	10 810,37	12,50		2 028,21	
Затраты на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	30 052,58	377,21	49 100,39	43 899,96	4 477,58	71 016,19	64 383,16	1 126,83		17 628,33	525,71
Оплата труда	тыс.руб.	139 888,93	3 289,97	164 476,36	146 196,31	3 830,10	171 397,77	157 009,23	4 260,13		46 044,73	541,04
Численность персонала	чел.	319,91	8,47	347,77	309,12	9,27	346,39	317,31	9,13		147,38	1,73
Средний размер зарплаты	руб.	36 439,93	32 378,56	39 411,80	39 411,80	34 423,06	41 233,92	41 233,92	38 902,01		26 034,46	26 034,46
Цеховые расходы	тыс.руб.											
Общексплуатационные расходы	тыс.руб.	292 039,36	2 913,53	270 081,52	257 843,68	3 066,25	209 883,92	200 932,10	2 680,09		130 629,39	1 882,84
налог на имущество	тыс.руб.	36 205,85	14,96	25 108,15	23 859,99	21,79	20 083,51	19 136,15	13,66		7 083,10	118,20
транспортный налог	тыс.руб.	94,82	0,53	101,60	94,05	1,46	71,28	66,59	0,49		43,39	
плата за ПДВ	тыс.руб.	515,99	2,72	350,74	326,41	18,61	1 109,22	1 015,35	242,41		172,75	
Отчисления в фонд оплаты труда	тыс.руб.	42 994,57	984,66	50 735,44	45 021,13	1 142,37	52 643,65	48 169,87	1 271,90		14 154,31	164,00
Амортизация основных производственных фондов	тыс.руб.	208 929,24	1 608,48	189 067,51	184 292,26	1 661,82	130 543,60	127 547,91	885,27		107 931,99	1 600,64
первоначальная стоимость ОПФ	тыс.руб.	9 152 964,28	23 801,85	9 173 136,04		23 724,26	9 045 165,93		23 724,26			

Наименование показателя	Ед.изм.	2018 г. факт		2019 г. факт			2020 г. факт			2021 г. план (утверждено в тарифе)		
		Тепловая энергия (НГРЭС)	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1	Тепловая энергия (НГРЭС)	в т.ч. горячая вода	Котельная №1
износ ОПФ	%	33,63	65,84	38,33		72,27	41,40		75,73			
остаточная стоимость ОПФ	тыс.руб.	6 074 929,28	8 131,36	5 657 359,59		6 577,92	5 300 092,39		5 757,21			
Арендная плата	тыс.руб.	1 006,35		1 153,22	1 067,53		1 211,90	1 132,28			1 034,98	
Внерезидентные расходы	тыс.руб.	19 822,34	802,51	35 701,47	33 006,36	0,89	31 468,55	29 260,16	250,83			
услуги банка	тыс.руб.	39,94	0,94	38,43	35,53	0,89	33,65	31,29	0,84			
проценты по кредитам банка*	тыс.руб.	19 782,39	801,57	35 663,04	32 970,83	0,00	31 434,90	29 228,87	249,99			
создание запасов топлива	тыс.руб.											
расчетная прибыль	тыс.руб.											
Недополученный доход	тыс.руб.											
Избыток средств, полученный в предыдущем периоде	тыс.руб.											
Расходы на энергоресурсы		533 519,04	23 645,60	487 612,36	452 914,13	11 118,08	440 880,75	412 759,01	5 687,94		408 021,71	3 119,32
Расход воды	тыс.руб.	3 461,57	0,08	3 433,90	3 293,89	0,10	3 416,79	3 301,21	0,23		2 922,42	
Расход натурального топлива	тыс.м³	98 478,26	2 122,87	87 170,05	80 589,58		74 138,43	68 936,75	1 016,84		64 098,23	529,31
газа	тыс.руб.	502 744,51	11 268,17	452 783,33	418 228,64	0,00	395 083,48	367 079,89	5 687,72		348 583,15	3 119,32
Расход мазут	тыс. т											
	тыс.руб.											
Расход уголь	тыс. т	27,99		49,60	45,85		50,00	44,48				
	тыс.руб.	19,51		23,45	19,91		23,25	20,68				
Расход э/энергии	тыс.руб.	27 293,45	12 377,35	31 371,68	31 371,68	11 117,97	42 357,23	42 357,23			49 089,81	
Покупная тепловая энергия	тыс.руб.											
Перекрестное субсидирование	тыс.руб.										11 408,10	
Итого себестоимость	тыс.руб.	1 070 803,31	32 096,95	1 065 043,40	986 437,26	23 081,42	976 394,27	912 343,91	14 386,42		619 706,92	6 225,91
Себестоимость	руб./Гкал	2 366,47	2 059,48	2 586,76	2 561,60		2 545,29	2 560,37	2 768,75		1 411,16	1 657,15
Итого расходы до налогообложения	тыс.руб.	1 070 803,31	32 096,95	1 065 043,40	986 437,26	23 081,42	976 394,27	912 343,91	14 386,42		619 706,92	6 225,91
Расходы, относимые на прибыль после налогообложения	тыс.руб.	747,67	0,00	946,73	875,26	0,00	935,68	870,01	0,00		9 832,45	2,57
капитальные вложения на производство	тыс.руб.											
прибыль на социальное развитие	тыс.руб.	747,67	0,00	946,73	875,26	0,00	935,68	870,01	0,00		846,54	2,57
прочие расходы	тыс.руб.										8 985,90	
Налог на прибыль	тыс.руб.										211,64	0,64
Единый налог	тыс.руб.											
Необходимая валовая выручка	тыс.руб.	1 071 550,99	32 096,95	1 065 990,13	987 312,52	23 081,42	977 329,95	913 213,93	14 386,42		629 751,00	6 229,12
Тариф	руб./Гкал	2 368,12	2 059,48	2 589,06	2 563,88		2 547,72	2 562,81	2 768,75		1 434,03	1 658,00
Тариф с учетом НДС	руб./Гкал	2 794,38	2 430,18	3 106,88	3 076,65		3 057,27	3 075,37	3 322,50		1 720,84	1 989,61

л. часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения";

а. описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет;

В таблице 1.11.1 представлена динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации различные технико-экономические показатели работы теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

На рисунках 1.11.1-1.11.10 представлены приложения к постановлению комитета Тульской области от 15 декабря 2020 г. №36/5 с указанием значений утвержденных тарифов на тепловую энергию и на горячее водоснабжение.