



**СХЕМА
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
муниципального образования г. Новомосковск
до 2035 г.
(актуализация 2022 г.)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

г. Новомосковск 2022

Содержание

Содержание	2
Введение	17
Краткая характеристика муниципального образования	18
Климатические характеристики населённого пункта	18
1. глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";.....	19
а. часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения";.....	19
а. в зонах действия производственных котельных;.....	20
б. в зонах действия индивидуального теплоснабжения.	20
б. часть 2 "Источники тепловой энергии";.....	23
а. структура и технические характеристики основного оборудования;.....	23
б. параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки;	209
в. ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности; 210	
г. объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто;	211
д. сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса;.....	212
е. схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	215
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;	220
з. среднегодовая загрузка оборудования;.....	220
и. способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети;	220
к. статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии; 220	
л. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии;	221
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.	221
в. часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них";	222

- 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;222
- б. карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе;.....232
- в. параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам; .244
- г. описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях;.....246
- д. описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов;246
- е. описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;.....246
- ж. фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети;.....254
- з. гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей;.....254
- и. статистику отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет;.....254
- к. статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;.....254
- л. описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов;.....254
- 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;255
- 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;255
- о. оценку фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года;261
- п. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения;261
- р. описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;261

- 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;261
- т. анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи;261
- у. уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций;261
- ф. сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления;261
- х. перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию;261
- ц. данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....261
- г. часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии";262
- д. часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии";269
 - а. описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой;269
 - б. описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии;270
 - в. описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии;271
 - г. описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом;271
 - д. описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение;272
 - е. описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.272
- е. часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки";274
 - 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;274
 - б. описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения;277
 - 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;	278
г. описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения;	281
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. 281	
ж. часть 7 "Балансы теплоносителя";	282
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;	282
б. описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	283
з. часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом";	285
а. описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии;	285
б. описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями;	288
в. описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки; 288	
г. описание использования местных видов топлива.	292
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.....	292
е. описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	292
ж. описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	292
и. часть 9 "Надежность теплоснабжения";	293
а. поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей;	293
б. частота отключений потребителей;	293

- в. поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений;294
- г. графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения);294
- 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";.....294
- е. результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте "д" настоящего пункта.294
- к. часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций";297
- л. часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения";300
- 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;300
- б. описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения;312
- в. описание платы за подключение к системе теплоснабжения;317
- г. описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....319
- д. описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет.....320
- е. описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения320
- м. часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения".
321
- а. описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);.....321
- б. описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (перечень причин,

приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей);.....	321
в. описание существующих проблем развития систем теплоснабжения;.....	321
г. описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения;.....	321
д. анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	321
2. глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения";	322
а. данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения;.....	322
а. перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;	324
б. актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки;.....	324
в. расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии;	327
г. фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.....	329
б. прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе;.....	330
в. прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации;.....	332
г. прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе;.....	335
д. прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе;.....	336
е. прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	339
3. глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";	340

а.	графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов;	340
б.	паспортизацию объектов системы теплоснабжения;	342
в.	паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;	350
г.	гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;	351
д.	моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;	353
е.	расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;	354
ж.	расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;	354
з.	расчет показателей надежности теплоснабжения;	355
и.	групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;	355
к.	сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.	356
4.	глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей";	358
а.	баланси существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды;	358
б.	гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии;	360
в.	выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	361
5.	глава 5 "Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";	362
а.	описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;	362
б.	техико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;	365

в. обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.	365
1. Строительство Котельной №19А (4,5МВт).....	366
2. Строительство котельной №7М	366
3. Строительство котельной №10М (12 МВт).....	367
4. Строительство участков тепловых сетей отопления и ГВС от котельной №10М для подключения потребителей котельной №14.....	367
5. Строительство котельной №13М (6 МВт).....	368
6. Строительство котельной №25М (7 МВт).....	368
7. Строительство котельной №28М (1,8 МВт).....	368
8. Строительство котельной №15М (1,5 МВт).....	369
9. Строительство котельной №8М (6 МВт).....	369
10. Строительство ЦТП «Урванка».....	370
11. Прокладка сетей ГВС от ЦТП Урванка	370
12. Строительство котельной Спасское М (4,5 МВт).....	370
13. Строительство котельной №5М (1,2 МВт).....	371
14. Строительство котельной №16М (1,2 МВт).....	371
15. Строительство котельной №13аМ (4 МВт).....	371
16. Строительство котельной №4М (1,5 МВт).....	372
17. Строительство котельной №20М2 (2,4 МВт).....	373
18. Реконструкция сетей ГВС от ЦТП №2 с увеличением диаметра	373
19. Реконструкция участков тепловых сетей отопления и ГВС от котельной №10М для подключения потребителей котельной №14.....	373
20. Реконструкция тепловых сетей от котельной №10м по ул. Депо	373
21. Реконструкция тепловых сетей от котельной №13 с целью подключения котельной №13М.....	374
22. Реконструкция тепловых сетей котельной №2М	375
23. Реконструкция тепловых сетей от котельной №31М.....	375
24. Реконструкция тепловых сетей от ЦТП-1 в 2022 году.....	375
25. Реконструкция тепловых сетей от котельной №8М.....	375
26. Реконструкция тепловых сетей от котельной №193	375
27. Реконструкция тепловых сетей от ЦТП-5	376

28. Реконструкция тепловых сетей котельной №8 с целью подключения котельной №8М	
376	
29. Реконструкция тепловых сетей от котельной №13а в 2023 году	376
30. Реконструкция тепловых сетей от котельной №31М в 2023 году	377
31. Реконструкция сетей отопления от ЦТП №1 в 2024 году.....	377
32. Реконструкция тепловых сетей от ЦТП-4	377
33. Реконструкция ветхих участков тепловых сетей, находящихся в эксплуатации Восточного филиала ООО «ККС» (2025-2035 год).....	378
34. Мероприятия в зоне деятельности ПАО «КВАДРА»	379
6. глава 6 "Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах";	380
а. расчетную величину нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии;.....	380
б. максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;.....	383
в. сведения о наличии баков-аккумуляторов;.....	383
г. нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии;.....	385
д. существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	386
а. описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;	386
б. сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения;	388
7. глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии";	389
а. описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;	
389	

- б. описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей;390
- в. анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период);390
- г. обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок;391
- д. обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;391
- е. обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;391
- ж. обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии;391
- з. обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;391
- и. обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;391
- к. обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;392
- л. обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения, городского округа, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями;392
- м. обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения;392
- а. покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью; 392
- б. максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии,

функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;.....	392
в. определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке;	392
г. определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива;	392
н. анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива;.....	393
о. обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения;.....	393
п. результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения;	393
8. глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей";	396
а. предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов); 396	
б. предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения;	396
в. предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;.....	396
г. предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных;	396
д. предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;.....	396
е. предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;.396	
ж. предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;	396
з. предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций;	396
9. глава 9 "Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения";	397
а. технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;.....	397
б. выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии;	397

в.	предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения;	397
г.	расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения;	397
д.	оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения;	397
е.	предложения по источникам инвестиций;	399
10.	глава 10 "Перспективные топливные балансы";	400
а.	расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа, города федерального значения;	400
б.	результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива;	403
в.	вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива;	406
г.	виды 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 долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	407
д.	преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	407
е.	приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	407
11.	глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения";	408
а.	метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения;	408
б.	метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения;	409
в.	результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам;	409
а.	применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования;	409
б.	установка резервного оборудования;	409
в.	организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;	409

г. резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения;	409
д. устройство резервных насосных станций;	410
е. установка баков-аккумуляторов;	410
г. результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки;	410
д. результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии;	410
12. глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию";	411
а. оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;	411
б. обоснование предложений по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей;	413
в. расчеты экономической эффективности инвестиций;	414
г. расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения;	415
13. глава 13 "Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения";	416
а. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;	416
б. количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;	418
в. удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);	420
г. отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;	422
д. коэффициент использования установленной тепловой мощности;	424
е. удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;	426
ж. доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения);	428
з. удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	428
и. коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);	428
к. доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии;	428

л.	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);	429
м.	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения);	430
н.	отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, городского округа, города федерального значения);	431
о.	отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.....	432
14.	глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия";	433
а.	тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения;.....	433
б.	тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации;	434
в.	результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	434
15.	глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций";	436
а.	реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения;	436
б.	реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации;.....	437
в.	основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации;	441
г.	заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;.....	442
д.	описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	442
16.	глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения";	444
а.	перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии;	444
б.	перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них;.....	444
в.	перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения;	444

17.	глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения";	445
а.	перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения;	445
б.	ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения;	454
в.	перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения;	454
18.	глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения"	455
1.	Строительство источника Котельная №2М (15 МВт)	456
2.	Прокладка участков сетей отопления и ГВС от котельной №2М	456
3.	Реконструкция участка тепловых сетей от котельной №2М от ТК-38 до ТК-45 Ду 300 мм L=131 м	457
4.	Реконструкция сетей ГВС котельной №2М с изменением диаметра	458
5.	Строительство источника Котельная №34М (10,3 Гкал/ч)	459
6.	Строительство участков тепловых сетей отопления и ГВС от котельной №10М для подключения потребителей котельной "Депо"	459
7.	Реконструкция участков тепловых сетей отопления и ГВС от котельной №10М для подключения потребителей котельной "Депо"	461
8.	Реконструкция участков тепловых сетей в связи с истечением эксплуатационного ресурса	462
9.	Строительство тепловых сетей для обеспечения инфраструктурой горячего водоснабжения существующих и перспективных объектов социальной инфраструктуры от котельной 7М	462
19.	раздел 19 "Приложение А"	464

Введение

Актуализация Схемы разработана в соответствии со следующими документами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- приказ Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667 «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 321 «Об утверждении Государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

Целью данной работы является актуализации базового документа муниципального образования, определяющего стратегию и единую техническую политику перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования на период до 2035 г., позволяющего обеспечить покрытие перспективных тепловых нагрузок наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду.

Краткая характеристика муниципального образования

Муниципальное образование город Новомосковск расположен на северо-востоке Тульской области на севере и северо-западе муниципальное образование граничит с Веневским, на западе – с Киреевским, на юго-западе – с Узловским, на юго-востоке – с Кимовским районами Тульской области, на востоке – с Рязанской и на северо-востоке – с Московской областями.

Площадь муниципального образования составляет 888 км² (3,5% территории области), в том числе площадь г. Новомосковск 74,7 км². Численность населения на конец 2019 г. составила 124,7 тыс. чел.

В состав муниципального образования входит город Новомосковск (административно-хозяйственный центр округа) и 90 сельских населенных пунктов. Город Новомосковск – второй по величине город Тульской области, расположен в 50 км от Тулы и в 220 км от Москвы.

На территории муниципального образования находятся два крупных водохранилища — Шатское и Пронское, которые были построены для водоснабжения крупных промышленных предприятий, а также Любовское — водоём-охладитель Новомосковской ГРЭС.

Климатические характеристики населённого пункта

Климат МО г. Новомосковск умеренно континентальный, характеризующийся теплым, но неустойчивым летом, умеренно суровой и снежной зимой.

По строительно-климатическому районированию МО город Новомосковск относится к зоне умеренного климата.

По данным метеостанций Узловая и Венев, средняя многолетняя температура самого холодного месяца (январь) составляет -8,2 °С, самого теплого месяца (июль) – +18,9 °С. Зарегистрированный абсолютный минимум температуры воздуха – 42 °С.

1. глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения";

а. часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения";

Теплоснабжение большей части потребителей ЖКХ муниципального образования г. Новомосковск осуществляется от котельных, находящихся в собственности и аренде Восточного филиала ООО "ККС" и Новомосковской ГРЭС ПАО «Квадра». По условиям договора тепло от ГРЭС через присоединенные тепловые сети к ЦТП №1, 2, 3, 4, 5 подается в квартальные тепловые сети, находящиеся в собственности у Восточного филиала ООО "ККС". Восточный филиал ООО "ККС", согласно условиям договора, оплачивает принятую тепловую энергию от ГРЭС.

Между Восточным филиалом ООО «ККС» и потребителями тепловой энергии МО г. Новомосковск (предприятиями, бюджетными организациями и прочими потребителями) заключены договоры на теплоснабжение. Восточный филиал ООО «ККС» обеспечивает тепловой энергией все население г. Новомосковск.

В таблице 1.1.1 представлена краткая характеристика по организациям и установленным тарифам на тепловую энергию, действующим на территории муниципального образования.

Основные базовые и перспективные технико-экономические показатели единой теплоснабжающей организации (Восточный филиал ООО "ККС") представлены в **приложении А.**

Таблица 1.1.1 - Краткая информация по организациям, действующим на территории населенного пункта

№ п/п	Наименование эксплуатирующей организации	Тип эксплуатирующей организации	Кол-во источников ТЭ, шт.	Кол-во котлов, шт.
1	Восточный филиал ООО "ККС"	ресурсоснабжающая	41	133
2	ПАО «Квадра» ПП НГЭС	ресурсоснабжающая	1	2
3	ПАО «Квадра» ПП НГЭС передача	теплосетевая	-	-
4	МУП "Районное благоустройство, ремонт дорог и тротуаров"	ресурсоснабжающая	1	4
5	МУП "Райзеленстрой"	ресурсоснабжающая	1	1
6	ООО "Управляющая компания Сервис НС"	ресурсоснабжающая	1	3
7	ПО НЭС филиала "Тулэнерго"	ресурсоснабжающая	1	3
8	ОАО "РЖД"	ресурсоснабжающая	1	3
9	АО «Новомосковская акционерная компания» «Азот»	теплосетевая	-	-
10	ООО «ПромЭнергоСбыт»	ресурсоснабжающая	1	2
11	ПАО «Квадра» ПП НГЭС Котельная №1	ресурсоснабжающая	1	3

а. в зонах действия производственных котельных;

На рисунке 1.1.1 представлена зона действия котельной ООО "Управляющая компания Сервис НС".

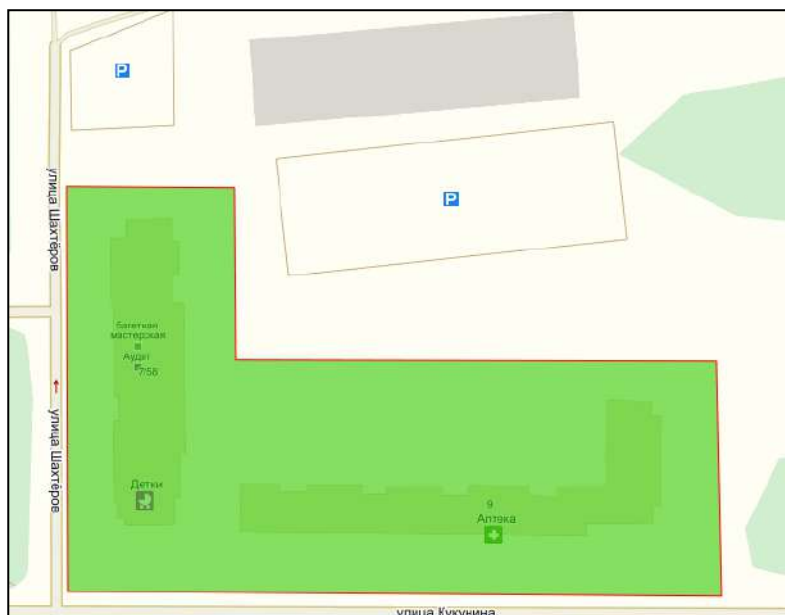


Рисунок 1.1.1 - Зона действия котельной ООО "Управляющая компания Сервис НС"

б. в зонах действия индивидуального теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение имеет место быть в основном в домах частного сектора, а также в зонах малоэтажной застройки, представленных в таблице 1.1.2.

Газифицированные многоквартирные дома имеют индивидуальные газовые котлы, остальные жители в качестве источника тепла используют печное отопление.

Таблица 1.1.2 - Характеристика многоквартирных жилых домов, имеющих индивидуальное теплоснабжение

Населенный пункт	Улица	Дом	Год постройки	Количество этажей	Износ по тех. паспорту, %	Количество квартир	Количество проживающих, чел.	Жилая площадь здания, м ²
Новомосковск	Аварийная	1	1932	2	62	8	29	364,2
Новомосковск	Аварийная	3	1932	2	62	8	27	365,3
Новомосковск	Аварийная	6	1932	3	62	12	35	525,4
Новомосковск	Аварийная	7	1932	2	62	8	21	338,2
Новомосковск	Аварийная	8	1945	3	62	12	45	597,6
Новомосковск	Белинского	17	1952	2	62	9	34	275,9
Новомосковск	Белинского	18	1953	2	63	9	15	278,4
Новомосковск	Белинского	19	1952	2	60	9	27	280,8
Новомосковск	Белинского	20	1952	2	49	8	17	277,2
Новомосковск	Белинского	21	1953	2	47	8	18	271,5
Новомосковск	Белинского	22	1953	2	47	8	14	269,7
Новомосковск	Белинского	23	1953	2	47	8	16	271
Новомосковск	Белинского	24	1953	2	46	9	18	272,6
Новомосковск	Белинского	25	1954	2	62	8	19	270,1
Новомосковск	Белинского	26	1952	2	62	8	23	277,2
Новомосковск	Белинского	27	1952	2	62	8	20	266,5
Новомосковск	Белинского	28	1954	2	45	8	17	262,9
Новомосковск	Белинского	29	1955	2	39	8	23	238,5
Новомосковск	Белинского	30	1955	2	33	9	21	237,9
Новомосковск	Белинского	31	1955	2	35	11	17	249,3
Новомосковск	Белинского	32	1955	2	41	8	21	248
Новомосковск	Белинского	33	1955	2	38	8	23	242,1
Новомосковск	Есенина	7Б		5	1			
Новомосковск	Есенина	7В	2009	5	0	60	125	
Новомосковск	Залесная	4	1934	1	60	7	19	161,3
Новомосковск	сборная ст.	2	1936	2	52	8	23	247,9
Новомосковск	сборная ст.	3	1937	2	52	9	27	393,1
Новомосковск	сборная ст.	4	1936	2	52	9	16	237,8
Новомосковск	ст. Ключевка	2	1936	2		12	34	398,4
Новомосковск	Черняховского	25	1959	1	48	2	1	62,1
Новомосковск	Черняховского	29	1959	1	32	2	5	41,4
Новомосковск	ст. Грицово	3		4	64	4	3	87,5
Новомосковск	ст. Грицово	5		4	63	4	5	85,2
Новомосковск	ст. Грицово	7		4	45	4	7	86,1
Новомосковск	ст. Грицово	7а		6	46	6	13	137,4
Новомосковск	ст. Грицово	10		6	41	6	4	99,2
Новомосковск	ст. Маклец	3а	1918	1	64	6	6	131,7
Новомосковск	ст. Маклец	4	1919	1	59	6	1	52,9
Новомосковск	ст. Маклец	4а	1919	1	64	6	12	114
Новомосковск	ст. Маклец	6Б	1934	1	56	6	13	98,5
Новомосковск	ст. Маклец	7	1959	1	45	6	1	57,8
Новомосковск	ст. Маклец	7а	1959	1	49	6	8	97
мкр. Сокольники	Горького	35	1952	1	66	11	25	553,7
мкр. Сокольники	Горького	37а	1952	1	66	9	19	433,5
мкр. Сокольники	Горького	39	1952	1	66	13	26	443,9
мкр. Сокольники	Горького	41/6	1952	1	66	11	25	392,1
д. Богдановка	Центральная	10	1978	2	41	8	27	229,9
д. Грицово	Центральная	3	1977	2	35	8	15	218,7
д. Озерки	Центральная	1	1977	2	40	12	32	188,4
д. Петро-Избищи	Школьная	3	1987	1	25	6	32	273,2
п. Коммунаров	Зеленая	2	1965	2		6	6	
п. Коммунаров	Зеленая	3	1966	2		16	16	
п. Коммунаров	Зеленая	4	1967	2		16	16	
п. Коммунаров	Зеленая	5	1968	2		16	15	
п. Коммунаров	Зеленая	6	1969	2		16	16	
п. Коммунаров	Зеленая	7	1975	2		8	8	
п. Красный Богатырь	Центральная	14	до 1999	2		16	48	
п. Красный Богатырь	Центральная	16	1950	2	44	8	19	
п. Красный Богатырь	Центральная	18	1964	2	12	8	12	

Населенный пункт	Улица	Дом	Год постройки	Количество этажей	Износ по тех. паспорту, %	Количество квартир	Количество проживающих, чел.	Жилая площадь здания, м²
п. Красный Богатырь	Школьная	7	до 1999	2	8	16	34	
п. Красный Богатырь	Школьная	9	до 1999	2	9	16	33	
п. Красный Богатырь	Школьная	11	до 1999	2	7	16	39	
п. Красный Богатырь	Школьная	13	до 1999	2	8	16	35	
п. Красный Богатырь	Школьная	15	до 1999	2	9	16	27	
п. Красный Богатырь	Школьная	17	до 1999	2	5	16	36	
п. Красный Богатырь	Школьная	19	до 1999	2	5	16	45	
п. Первомайский	Октябрьская	2	до 1999	2		12	31	
п. Первомайский	Октябрьская	3	1981	2	4	12	21	
п. Правда	Центральная	4	1975	2	35	16	41	419,4
п. Правда	Центральная	2	1975	2	33	16	41	409,1
п. Правда	Центральная	5	1978	2	37	16	42	423,1
п. Правда	Центральная	14	1978	2	37	16	46	425,3
п. Правда	Центральная	19	1978	2	37	8	5	263,5
п. Садовый		11	1969	2		16	17	
п. Садовый		12	1964	2		16	24	
п. Садовый		13	1964	2		16	20	
п. Урванка		2	1948	1	66	3	4	65,80
п. Урванка		4	1948	1	65	2	4	62,30
п. Урванка		5	1948	1	65	2	4	50,10
п. Ширинский	Зеленая	18	1968	1	45	6	16	170,8
п. Ширинский	Зеленая	19	1966	2	28	16	32	415,6
п. Ширинский	Зеленая	20	1965	2	39	16	36	413,2
п. Ширинский	Зеленая	21	1964	2	35	16	35	406,2
п. Ширинский	Зеленая	22	1956	2	40	8	25	266,1
с. Гремячее	Новики	9	1957	2	60	8	21	
с. Гремячее	Новики	33	1969	2	46	7	13	
с. Гремячее	Гидроузел	1	1968	2	17	16		
с. Гремячее	Руднева	1	1991	3		16	44	
с. Гремячее	Руднева	2	до 1999	3		16	47	
с. Гремячее	Садовая	43	1950	2	35	8	18	
с. Гремячее	Садовая	45	1950	2	35	8	21	
с. Спасское	Центральная	4	1974	2	30	8	19	232
с. Спасское	Центральная	5	1977	2	30	8	18	238,5
с. Стрельцы	Зеленая	24	1975	2	22	16	38	
с. Юдино	Свиридовская	1	1994	2	7	8	40	504,7

б. часть 2 "Источники тепловой энергии";

а. структура и технические характеристики основного оборудования; Новомосковская ГРЭС

Новомосковская ГРЭС – производственное подразделение филиала ПАО «Квадра» расположена на берегу Шатского водохранилища.

Строительство Новомосковской ГРЭС началось в 1930 году. 20 марта 1933 года на ГРЭС было введено в эксплуатацию два паровых энергетических котла и первый турбоагрегат с электрической мощностью 50 МВт.

Новомосковская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение практически всех объектов промышленности (самые крупные среди них - АО «НАК Азот», ООО «Проктер энд Гембл Новомосковск», ООО «Аэрозоль Новомосковск» и ООО «Полипласт Новомосковск») и большую часть потребителей ЖКХ города.

Место расположения ГРЭС на карте города показано на рисунке 1.2.1

Зоны действия ГРЭС представлены в пункте 3.1 данной работы.



Рисунок 1.2.1 - Место расположения ГРЭС на карте города.

Система теплоснабжения от НГРЭС подразделяется на две системы:

- северная – от бойлерной БУ мощностью 25 Гкал/ч, состоящей из основного (ОБ БУ) и пикового (ПБ БУ) бойлеров;
- южная - от теплофикационной установки ТФУ мощностью 275 Гкал/ч, состоящей из четырех основных (ОБ ТФУ) и трех пиковых (ПБ ТФУ) бойлеров.

Тепловые сети северной части города смонтированы в 1948 году.

Тепловые сети к южной части города введены в эксплуатацию в 2005г. и находились в консервации в связи с отсутствием потребителей. В 2005-2007гг. к тепловым сетям были подключены ЦТП-1 (бывшая котельная №1) и ЦТП-2 (бывшая котельная 35).

Впоследствии к сетям НГРЭС были подключены:

- в 2007 г. – ЦТП-3 (котельная №36);
- в 2008 г. – магистральные тепловые сети и ЦТП-4(котельная №32);
- в 2009 г. – подкачивающая насосная ПНС в ЦТП-1;
- в 2011 г. – ЦТП-5 (котельная № 33).

Система теплоснабжения северной части города – закрытая двухтрубная, южной части города: до ЦТП закрытая двухтрубная, после ЦТП-1 – открытая двухтрубная, после остальных ЦТП – закрытая 4-х трубная.

Общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении – 27,678 км.

- северная часть – 4,728 км;
- южная часть – 22,950 км

Границы разграничения балансовой принадлежности тепловых сетей между ПП НГРЭС и Восточным филиалом ООО "Компания коммунальной сферы» (бывшая «Новомосковская тепловая компания») - выводы из ЦТП и, частично, точки подключения сетей после ЦТП к сетям ООО «ККС».

В ЦТП установлены насосы для обеспечения циркуляции в системах отопления и горячего водоснабжения и теплообменники для нагрева воды первичным теплоносителем - теплофикационной водой от НГРЭС. Подпитка систем производится химочищенной водой с НГРЭС.

Прокладка тепловых сетей от ГРЭС до ЦТП - надземная, и частично – подземная. Трубопроводы изолированы минераловатными изделиями (старая часть) и армопенобетоном.

ЦТП-1 (бывшая котельная №1) в обычном режиме работает как ЦТП, а в период зимнего максимума включается как пиковая котельная, что было предусмотрено проектом подключения потребителей г. Новомосковска к НГРЭС.

По состоянию на конец 2020 года установленная электрическая мощность станции составляла 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.

На Новомосковской ГРЭС находится в эксплуатации группа теплосилового оборудования высокого давления (9,0 МПа) и блок ПГУ-190 МВт в составе газовой турбины ст. № 8 тип PG9171E (GE Energy) и паровой турбины ст. № 9 тип SST-600 (Siemens), введенного в эксплуатацию в 2013 г.

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.

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 переключки 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.

Состав теплогенерирующего оборудования НГРЭС показан в таблицах 1.2-1.4.

Таблица 1.2.1 - Котельное оборудование ГРЭС (паровые энергетические котлы)

№ п/п	Наименование ТЭЦ	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Основной вид топлива	Резервный вид топлива	Параметры пара		Стационарный номер, №	Паропроизводительность, т/ч
							Давление, кгс/см	Температура, °С		
Суммарные значения				948,0						1540
1	Новомосковская ГРЭС	БКЗ-220-100Ф	1968	140,0	природный газ	уголь	112	540	КА ст. № 13	220
2	Новомосковская ГРЭС	БКЗ-220-100Ф	1968	140,0	природный газ	уголь	112	540	КА ст. № 14	220
3	Новомосковская ГРЭС	БКЗ-220-100-4	1973	140,0	природный газ	уголь	112	540	КА ст. № 15	220

Таблица 1.2.2 - Котельное оборудование ГРЭС (водогрейные котлы)

Тип, марка котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды			Топливо (основное, резервное)
			P, кгс/см ²	t, °С	Производительность, т/ч	
ПТВМ – 30М	1978	30	20	150	530	газ
ПТВМ – 30М	1979	30	20	150	530	газ

Таблица 1.2.3 - Турбинное оборудование ГРЭС

Турбина	Тип (марка) турбины	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час	Год ввода	Завод-изготовитель
ТА ст.№4	P-14-90/31	14	40	1976	ТМЗ
ТА ст.№7	P-32-90/13	32	165	1968	ТМЗ

Таблица 1.2.4 - Характеристика оборудования теплофикационной установки ГРЭС

Параметр	Основные бойлеры БО-550-3М:	Пиковые бойлеры БП-500-М:
Поверхность нагрева, м ²	550	500
Температура пара на входе, °С	130	350
Температура воды на выходе, °С	116	200
Рабочее давление пара, кгс/см ²	2	14
Рабочее давление воды, кгс/см ²	14	14
Расход воды, т/час	1800	1216
Диаметр трубок, мм	19×0,75	19×0,75
Количество трубок, шт.	2092	1880
Длина трубок, мм	4550	4545

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.

Таблица 1.2.5 - Характеристика оборудования бойлерной установки ГРЭС

Параметр	Бойлеры основной и пиковый БП-200.
Завод изготовитель	Барнаульский котельный завод, г. Барнаул.
Поверхность нагрева, м ²	200
Температура пара на входе, °С	250
Температура воды на выходе, °С	135
Рабочее давление воды, кгс/см ²	14
Рабочее давление пара, кгс/см ²	7
Производительность, т/ч	500
Вес аппарата с водой, кг	9568
Пробное гидравлическое давление, кг/см ²	
в трубной системе	20
в корпусе	12
Количество трубок, шт.	1020
Диаметр трубок, мм	17'19 мм
Длина трубок, мм	3400
Материал трубок	Латунь Л68
Число ходов	2

На рисунке 1.2.2 представлена принципиальная схема водоподготовки Новомосковской ГРЭС.

На рисунках 1.2.3-1.2.14 представлены режимные карты котлов Новомосковской ГРЭС.

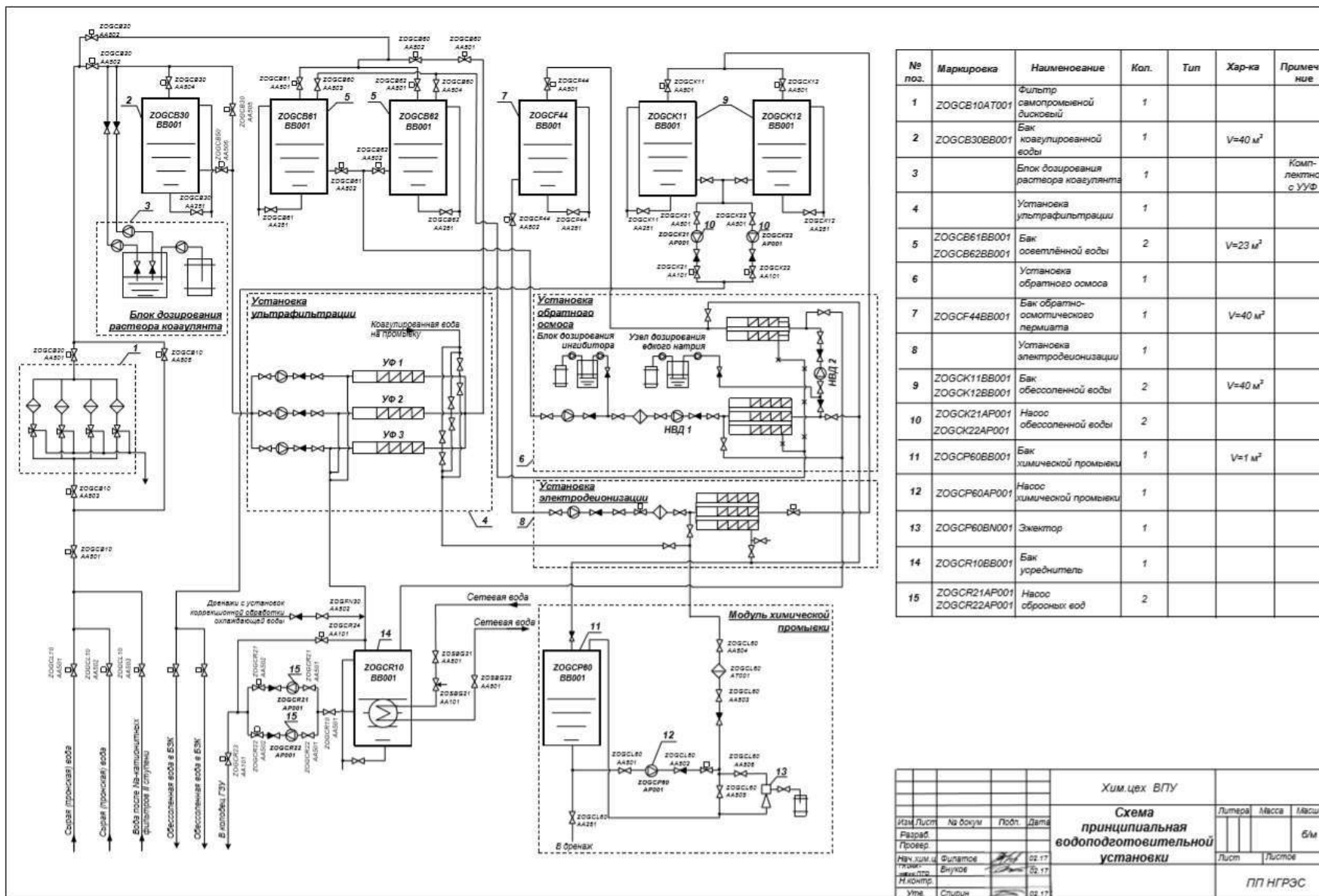


Рисунок 1.2.2 - Принципиальная схема водоподготовки Новomosковской ГРЭС

"Утверждаю"
 Директор ПИ «НГРЭС»
 С.А. Вилков
 " 12 " _____ 20__ г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 котла БКЗ-220 ст. № 13 при работе на подмосковном угле

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обозначение	Размерность	Паропроницаемость, т/ч			
				130	150	170	
1. Пароводяной тракт							
1.1	Давление перегретого пара	$P_{\text{пар}}$	кгс/см ²	←	96 ± 4	→	
1.2	Температура перегретого пара	$t_{\text{пп}}$	°C	←	520±5	→	
1.3	Температура питательной воды	$t_{\text{пв}}$	°C	←	210	→	
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ст. (поток А/Б)	$t'_{\text{1ст}}$	°C	←	380 + 400	→	
1.5	Температура пара до впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$t'_{\text{впр2}}$	°C	←	500 + 508	→	
1.6	Температура пара после впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$t'_{\text{пос2}}$	°C	←	480 + 490	→	
1.7	Температура пара до впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$t'_{\text{впр3}}$	°C	←	500 + 510	→	
1.8	Температура пара после впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$t'_{\text{пос3}}$	°C	←	490 + 500	→	
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	$T_{\text{мет 1 ст}}$	°C		405	410	415
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	$T_{\text{мет 2 ст}}$	°C		455	460	465
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	$T_{\text{мет 3 ст}}$	°C		475	485	495
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	$T_{\text{мет 4 ст}}$	°C		500	510	520
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст. (поток А/Б)	$G_{\text{впр1ст}}$	т/ч		1/1	2/2	3/3
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст. (поток А/Б)	$G_{\text{впр2ст}}$	т/ч		1/1	1/2	1/2
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст. (поток А/Б)	$G_{\text{впр3ст}}$	т/ч		1/0	1/1	2/1
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{\text{1ст}}$	%		5/5	15/15	20/20
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{\text{2ст}}$	%		0/0	5/5	5/10
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{\text{3ст}}$	%		0/0	5/5	5/10
2. Топливный тракт и тракт первичного воздуха							
2.1	Расход воздуха на метанолу	$Q_{\text{в}}$	м ³ /ч	←	4000		→
2.2	Температура воздуха за мельницей	$T_{\text{в.с}}$	°C	←	60 + 70		→
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах							
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	$P'_{\text{дв}}$	мм р.ст.		330	350	380
3.2	Давление воздуха в общем корпусе	$P_{\text{об}}$	мм р.ст.		215	220	230
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O_2	%		6,5	5,5	5,0
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	$\alpha_{\text{п}}$	-		1,45	1,35	1,31
3.5	Температура горячего воздуха	$T_{\text{ж}}$	°C		360	370	380
3.6	Количество работающих ДВ	$N_{\text{дв}}$	шт.	←		2	→
3.7	Ток, потребляемый электродвигателями дутьевых вентиляторов	$I_{\text{дв}}$	А		39	41	43
4. Газовый тракт							
4.1	Количество работающих ДС	$N_{\text{дс}}$	шт.	←		2	→
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	$I_{\text{дс}}$	А		64	66	68
4.3	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст.	$T'_{\text{1ст}}$	°C		580	600	620
4.4	Температура дымовых газов за ВЭ 2 ст.	$T'_{\text{вэ-ст}}$	°C		420	440	460
4.5	Температура уходящих газов	$T_{\text{ух}}$	°C		179	181	183
4.6	Разрежение вверху топки	$S'_{\text{т}}$	мм р.ст.			5+6	
4.7	Разрежение перед электрофильтрами	$S'_{\text{ф}}$	мм р.ст.		120	140	160
4.8	Разрежение после электрофильтров	$S'_{\text{ф}}$	кгс/см ²		145	170	200
5. Экономические и экологические показатели котла							
5.1	Содержание горючих в уголе	$G_{\text{ун}}$	%		0,9	0,7	0,6
5.2	Потери тепла с мех. неполнотой сгорания	q_2	%		1,3	1,0	0,8
5.3	Потери тепла с уходящими газами	q_3	%		13,5	13,3	13,2
5.4	К.П.Д. брутто котла	$\eta_{\text{бр}}$	%		84,3	85,0	86,0
5.5	Содержание NO _x (при $\alpha=1,4$)	C_{NOx}	г/м ³		0,12	0,13	0,14
5.6	Содержание SO ₂ (при $\alpha=1,4$)	C_{SO2}	г/м ³	←		8,88	→
5.7	Содержание пыли золы в дымовых газах за электрофильтрами (при $\alpha=1,4$)	$C_{\text{пыль}}$	г/м ³	←		2,32	→

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Режимная карта составлена по данным декабря 1979 г. (теплотворная способность угля 1837 ккал/кг; зольность на рабочую массу 31,17 %, влажность на рабочую массу 33,83 %, приросты в газовый тракт 30 %, в топку 34 %, температура холодного воздуха 25°C, температура питательной воды 210 °C).
2. Шибера вторичного воздуха на горелки открыты на центральной клапан 100%, на периферийный канал 50 %.
3. Подземное топливо и газ подаются в отдельные горелки.
4. При снижении температуры питательной воды значения паропроницаемости корректируются согласно графика рис.1
5. Содержание окиси углерода в дымовых газах 51,4 мг/м³.

Начальник ПТО

Начальник котельного отделения КТЦ

Ведущий инженер ПТО





А.Г. Жайворон

А.И. Абрамов

И.А. Даченко

Рисунок 1.2.3 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №13 при работе на угле

"Утверждаю"
 Директор ПЦ «НГРЭС»
 С.А. Внуков
 " 24 " 05 20 17 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 котла "БКЗ" ст. № 13 при работе на смеси «газ - подмосковный уголь»

№/п п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обоз- наче- ние	Раз- мер- ность	Паропроницаемость, г/ч		
				← 1 ММТ →		
				130	140	150
1. Пароводяной тракт						
1.1	Давление перегретого пара	P _{пр}	кгс/см ²	←	96 ± 4	→
1.2	Температура перегретого пара	t _{пр}	°C	←	520±5	→
1.3	Температура питательной воды	t _{пв}	°C	←	210	→
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ст. (поток А/Б)	t' _{1ст}	°C	←	380+400	→
1.5	Температура пара до впрыска 2 ст. (поток А/Б)	t' _{2ст}	°C	←	500+508	→
1.6	Температура пара после впрыска 2 ст. (поток А/Б)	t' _{2ст}	°C	←	480+490	→
1.7	Температура пара до впрыска 3 ст. (поток А/Б)	t' _{3ст}	°C	←	500+510	→
1.8	Температура пара после впрыска 3 ст. (поток А/Б)	t' _{3ст}	°C	←	490+500	→
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	T _{мет 1ст}	°C		405 410 415	
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	T _{мет 2ст}	°C		455 460 465	
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	T _{мет 3ст}	°C		475 485 495	
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	T _{мет 4ст}	°C		500 510 520	
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст. (поток А/Б)	G _{впр 1ст}	т/ч	1/1	2/2	3/3
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст. (поток А/Б)	G _{впр 2ст}	т/ч	1/0	1/1	2/1
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст. (поток А/Б)	G _{впр 3ст}	т/ч	1/1	1/2	1/2
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст. (поток А/Б)	Δб _{1ст}	%	5/5	15/15	20/20
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст. (поток А/Б)	Δб _{2ст}	%	0/0	5/5	5/10
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст. (поток А/Б)	Δб _{3ст}	%	0/0	5/5	5/10
2. Топливный тракт и тракт первичного воздуха						
2.1	Количество включенных газовых горелок	n _г	шт	←	6	→
2.2	Количество горелок, работающих на пыли	n _п	шт	←	2	→
2.3	Расход воздуха на мельницу	Q _в	°C	←	4000	→
2.4	Температура аэросмеси за мельницей	T _{а.с}	°C	←	60 + 70	→
2.5	Давление газа перед рег. клапаном	P' _{рг}	кгс/см ²	←	0,6+0,7	→
2.6	Давление газа за рег. клапаном	P'' _{рг}	кгс/см ²		0,13 0,15 0,17	
2.7	Расход природного газа	Gr	м ³ /ч		8220 9330 10440	
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах						
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	P' _{дв}	кгс/см ²		370 380 392	
3.2	Давление воздуха в общем коробе	P _{об}	кгс/см ²		245 270 290	
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O ₂	%		6,1 5,8 5,6	
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	α _{пр}	-		1,41 1,38 1,36	
3.5	Температура горячего воздуха	T _{гв}	°C		327 334 341	
3.6	Количество работающих ДВ	n _{дв}	шт	←	2	→
3.7	Ток потребляемый электродвигателями дутьевых вентиляторов	I _{дв}	A		43 44 45	
4. Газовый тракт						
4.1	Количество работающих ДС	n _{дс}	шт	←	2	→
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	I _{дс}	A		55 56 57	
4.3	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст.	T' _{1ст}	°C		610 625 635	
4.4	Температура дымовых газов за ВЭ 2 ст.	T' _{вэ2ст}	°C		420 428 435	
4.5	Температура уходящих газов	T _{ух}	°C		165 167 169	
4.6	Разрежение вверху топки	S' _т	кгс/см ²	←	2	→
4.7	Разрежение перед электрофильтрами	S' _ф	кгс/см ²		105 115 125	
4.8	Разрежение после электрофильтров	S'' _ф	кгс/см ²		135 150 165	
5. Экономические и экологические показатели котла						
5.1	Содержание горючих в устье	G _у	%		0,25 0,20 0,14	
5.2	Потери тепла с мех. неполнотой сгорания	q _н	%		0,38 0,30 0,22	
5.3	Потери тепла с уходящими газами	q _г	%		9,81 9,75 9,63	
5.4	К.П.Д. brutto котла	η _{бр}	%		89,0 89,2 89,5	
5.5	Содержание NO _x (при α=1,4)	C _{no}	г/м ³		0,53 0,55 0,56	
5.6	Содержание SO ₂ (при α=1,4)	C _{so}	г/м ³		3,2 2,8 2,5	
5.7	Содержание пыли золь в дымовых газах за электрофильтрами (при α=1,4)	C _{зпы}	г/м ³		0,62 0,54 0,47	

ПРИМЕЧАНИЕ:

1. Режимная карта составлена при присосах в газовый тракт (пароперегреватель-дымосос) 20%, в топку 38%; температура холодного воздуха 25 гр С, температура питательной воды 210 гр.С, теплотворная способность подмосковного угля 1950 ккал/кг, влажности угля (на рабочую массу) 29,6%, зольности (на рабочую массу) 36,7%, теплотворной способности природного газа 7940 ккал/кг.
2. Шибера вторичного воздуха на горелки открыты на центральный клапан 100%, на периферийный канал 50 %.
3. Пылевидное топливо и газ подаются в раздельные горелки.
4. При снижении температуры питательной воды значения паропроницаемости корректируются согласно графика рис.1
5. Содержание окиси углерода в дымовых газах 76,5 мг/м³.

Начальник ПТО

А.Г. Жайворон

Начальник котельного отделения КТЦ

А.И. Абрамов

Ведущий инженер ПТО

Н.А. Даченко

Рисунок 1.2.4 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №13 при работе на смеси «газ-уголь»

«Утверждаю»
 Директор-ИП «НГРЭС»
 С.А. Внуков
 « 20 » 20 21 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 котла БКЗ –220 ст. №13 при работе на природном газе

№ пп	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла, т/ч				
				130	150	170	190	220
1. Пароводяной тракт								
1.1	Давление перегретого пара	P _{пп}	кгс/см ²	← 96±4 →				
1.2	Температура перегретого пара	t _{пп}	°C	← 520±5 →				
1.3	Температура питательной воды	t _{пв}	°C	← 210 →				
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ступени (поток А/Б)	t _{1ст}	°C	← 380+400 →				
1.5	Температура пара до впрыска 2 ступени (поток А/Б)	t _{2ст}	°C	← 500+508 →				
1.6	Температура пара после впрыска 2 ступени (поток А/Б)	t _{2ст}	°C	← 480 + 490 →				
1.7	Температура пара до впрыска 3 ступени (поток А/Б)	t _{3ст}	°C	← 500 ± 510 →				
1.8	Температура пара после впрыска 3 ступени (поток А/Б)	t _{3ст}	°C	← 490+500 →				
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	T _{мет 1 ст}	°C	400	405	410	415	420
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	T _{мет 2 ст}	°C	450	455	460	465	470
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	T _{мет 3 ст}	°C	465	475	485	495	500
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	T _{мет 4 ст}	°C	490	500	510	520	525
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст (поток А/Б)	G _{впр 1 ст}	т/ч	2/2	3/3	4/4	5/5	6/6
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст (поток А/Б)	G _{впр 2 ст}	т/ч	0/0	1/2	2/2	3/3	5/3
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст (поток А/Б)	G _{впр 3 ст}	т/ч	0/0	1/1	1/2	2/2	2/3
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст (поток А/Б)	Δб _{1 ст}	%	50/70	55/70	60/70	70/70	75/70
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст (поток А/Б)	Δб _{2 ст}	%	0/0	5/5	10/5	25/5	40/5
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст (поток А/Б)	Δб _{3 ст}	%	0/0	5/5	10/5	12/5	15/5
2. Топливный тракт								
2.1	Расход природного газа	Q _г	м ³ /ч	10320	12630	13780	15440	18000
2.2	Давление газа перед рег. клапаном	P _{кл}	кгс/см ²	← 0,6 + 0,7 →				
2.3	Давление газа за рег. клапаном (перед горелками)	P _{кл}	кгс/см ²	0.14	0.17	0.20	0.21	0.22
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах								
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	P _{дв}	кгс/м ²	287	305	350	415	465
3.2	Давление горючего воздуха в общем коробе (за воздухоподогревателями)	P _{обш}	кгс/м ²	190	210	265	323	385
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O ₂	%	3,5	2,6	2,4	2,3	2,3
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	α _п	-	1,2	1,14	1,13	1,12	1,12
3.5	Количество работающих ДВ	N _{дв}	шт	← 1 →		← 2 →		
3.7	Загрузка электродвигателей ДВ	I _{дв}	А	42	44	46	48	51
4. Газовый тракт								
4.1	Количество работающих дымоосов	пдс	шт.	← 1 →		← 2 →		
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	I _{дс}	А	44	46	48	50	53
4.3	Температура газов за пароперегревателем 1 ступени	T _{гп}	°C	554	576	595	620	652
4.4	Температура газов за водяным экономайзером 2 ступени	T _{гз1}	°C	382	396	405	415	433
4.5	Температура уходящих газов	T _{ух}	°C	161	162	163	163	164
4.6	Разрежение вверху топки	S _т	кгс/м ²	← 1-2 →				
4.7	Разрежение перед электрофильтрами	S _{эф}	кгс/м ²	68	76	85	93	105
4.8	Разрежение перед ДС	S _{эф}	кгс/м ²	88	100	115	133	140
5. Экономические и экологические показатели котла								
5.1	Потери тепла с уходящими газами	q _г	%	6,76	6,46	6,37	6,35	6,32
5.2	К.П.Д. brutto котла	η _{бр}	%	92,43	92,84	93,01	93,14	93,17
5.3	Содержание NOx (при α=1.4)	C _{nox}	мг/м ³	390	407	425	453	502

ПРИМЕЧАНИЕ:

- Для организации ступенчатого сжигания держать закрытыми по топливу газовые горелки верхнего яруса Б и В. При повышении давления газа за клапаном более 0,3 кгс/см² открыть одну из закрытых горелок.
- Шибера вторичного воздуха на горелки открыты: центральный канал на 100%; периферийный канал 50%.
- Режимная карта составлена при присосах в газовый тракт котла 20%, в топку 38%, при температуре холодного воздуха 25 °С, температуре питательной воды 210° С. Режимная карта составлена при теплотворной способности 7950 ккал/кг.
- При снижении температуры питательной воды значения нагрузки котла корректируется согласно графика (рис. 1).
- Содержание окиси углерода в дымовых газах (при α=1.4) составляет 51,4 мг/м³.

Начальник ПТО

А.Г. Жайворон

Начальник котельного отделения КТЦ

А.Н. Абрамов

Ведущий инженер ПТО

И.А. Даченко

Рисунок 1.2.5 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №13 при работе на природном газе

"Утверждаю"
 Директор ПШ «НГРЭС»
 С.А. Внуков
 20 / г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА котла БКЗ-220 ст. № 14 при работе на подмосковном угле

№/п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обозначение	Размерность	Производительность, т/ч		
				130	140	150
1. Пароводяной тракт						
1.1	Давление перегретого пара	$P_{ст}$	кгс/см ²	← 96 ± 4 →		
1.2	Температура перегретого пара	$t_{ст}$	°C	← 520 ± 5 →		
1.3	Температура питательной воды	$t_{пл}$	°C	← 210 →		
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ст (поток А/Б)	$t_{1ст}$	°C	← 380 + 400 →		
1.5	Температура пара до впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$t_{впр2}$	°C	← 500 + 508 →		
1.6	Температура пара после впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$t_{пос2}$	°C	← 480 + 490 →		
1.7	Температура пара до впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$t_{впр3}$	°C	← 500 + 510 →		
1.8	Температура пара после впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$t_{пос3}$	°C	← 490 + 500 →		
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	$T_{мет 1ст}$	°C	405	410	415
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	$T_{мет 2ст}$	°C	455	460	465
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	$T_{мет 3ст}$	°C	475	485	495
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	$T_{мет 4ст}$	°C	500	510	520
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст (поток А/Б)	$G_{впр1ст}$	т/ч	1/1	2/2	3/3
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст (поток А/Б)	$G_{впр2ст}$	т/ч	1/1	1/2	2/2
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст (поток А/Б)	$G_{впр3ст}$	т/ч	1/0	1/1	1/2
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст (поток А/Б)	$\Delta b_{1ст}$	%	5/5	15/15	20/20
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст (поток А/Б)	$\Delta b_{2ст}$	%	0/0	5/5	5/10
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст (поток А/Б)	$\Delta b_{3ст}$	%	0/0	5/5	5/10
2. Топливный тракт и тракт первичного воздуха						
2.1	Расход воздуха на мельницу	$Q_{в}$	м ³ /ч	← 4000 →		
2.2	Температура аэросмеси за мельницей	$T_{а.с}$	°C	← 60 + 70 →		
3. Воздушный тракт, избыток воздуха и дымовых газов						
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	$P_{дв}$	мм р.ст.	330	350	380
3.2	Давление воздуха в общем коробе	$P_{обм}$	мм р.ст.	215	220	230
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O_2	%	6,5	5,5	5,0
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	$\alpha_{пл}$	-	1,45	1,35	1,31
3.5	Температура горячего воздуха	$T_{гв}$	°C	355	365	375
3.6	Количество работающих ДВ	$N_{дв}$	шт.	← 2 →		
3.7	Ток, потребляемый электродвигателями дутьевых вентиляторов	$I_{дв}$	А	40	42	44
4. Газовый тракт						
4.1	Количество работающих ДС	$N_{дс}$	шт.	← 2 →		
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	$I_{дс}$	А	63	65	67
4.3	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст.	$T_{1ст}$	°C	575	595	615
4.4	Температура дымовых газов за ВЭ 2 ст.	$T_{вэ-ст}$	°C	415	435	455
4.5	Температура уходящих газов	$T_{ух}$	°C	178	180	182
4.6	Разрежение вверху топки	$S^*_{т}$	мм р.ст.	← 5+6 →		
4.7	Разрежение перед электрофильтрами	$S^*_{э}$	мм р.ст.	120	140	160
4.8	Разрежение после электрофильтров	$S^*_{ф}$	мм р.ст.	145	170	200
5. Экономические и экологические показатели котла						
5.1	Содержание горючих в угле	$G_{ум}$	%	0,9	0,7	0,6
5.2	Потери тепла с мех. неполихотой слоранки	q_6	%	1,3	1,0	0,8
5.3	Потери тепла с уходящими газами	q_7	%	13,5	13,3	13,2
5.4	К.П.Д. brutto котла	$\eta_{бр}$	%	84,3	85,0	86,0
5.5	Содержание NO _x (при $\alpha=1,4$)	C_{NOx}	г/мм ³	0,12	0,13	0,14
5.6	Содержание SO ₂ (при $\alpha=1,4$)	C_{SO2}	г/мм ³	← 8,88 →		
5.7	Содержание пыли золь в дымовых газах за электрофильтрами (при $\alpha=1,4$)	$C_{золь}$	г/мм ³	← 2,32 →		

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Режимная карта составлена по данным декабря 1979 г. (теплотворная способность угля 1837 ккал/кг; зольность на рабочую массу 31,17%; влажность на рабочую массу 33,83%, присосы в газовый тракт 30%, в топку 34%, температура холодного воздуха 25°C, температура питательной воды 210°C).
2. Шибера вторичного воздуха на горелки открыты на центральный канал 100%, на периферийный канал 50%.
3. Пылевидное топливо и газ подаются в отдельные горелки.
4. При снижении температуры питательной воды значения производительности корректируются согласно графика рис.1
5. Содержание окиси углерода в дымовых газах 51,4 мг/мм³.

Начальник ПТО



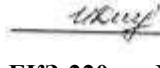
А.Г. Жайворон

Начальник котельного отделения КТЦ



А.И. Абрамов

Ведущий инженер ПТО



И.А. Дыченко

Рисунок 1.2.6 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №14 при работе на угле

“Утверждаю”
 Директор ПИ «НПРЭС»
 С.А. Вилуков

“ 12 ” 05 2017 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 котла БКЗ-220 ст № 14 при работе на смеси «газ-подмосковный уголь»

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обозначение	Единица измерения	Производительность т/ч			
				I ММТ			
				130	140	150	
1. Паровой тракт							
1.1	Давление перегретого пара	P _{шт}	кг/см ²	←	96 ± 4	→	
1.2	Температура перегретого пара	t _{пп}	°C	←	520±5	→	
1.3	Температура питательной воды	t _{па}	°C	←	210	→	
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ст (поток А/Б)	t _{1,вх}	°C	←	380 ± 400	→	
1.5	Температура пара до впрыска 2 ст. (поток А/Б)	t _{2,вх}	°C	←	500 ± 508	→	
1.6	Температура пара после впрыска 2 ст. (поток А/Б)	t _{2,сп}	°C	←	480 ± 490	→	
1.7	Температура пара до впрыска 3 ст. (поток А/Б)	t _{3,вх}	°C	←	500 ± 510	→	
1.8	Температура пара после впрыска 3 ст. (поток А/Б)	t _{3,сп}	°C	←	490 ± 500	→	
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	T _{мет.1 ст.}	°C		405	410	415
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	T _{мет.2 ст.}	°C		455	460	465
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	T _{мет.3 ст.}	°C		475	485	495
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	T _{мет.4 ст.}	°C		500	510	520
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст (поток А/Б)	G _{впр.1 ст.}	т/ч		1/1	2/2	3/3
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст (поток А/Б)	G _{впр.2 ст.}	т/ч		1/1	1/2	2/2
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст (поток А/Б)	G _{впр.3 ст.}	т/ч		1/0	1/1	1/2
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст (поток А/Б)	Δb _{1 ст.}	%		5/5	15/15	20/20
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст (поток А/Б)	Δb _{2 ст.}	%		0/0	5/5	5/10
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст (поток А/Б)	Δb _{3 ст.}	%		0/0	5/5	5/10
2. Топливный тракт и тракт вторичного воздуха							
2.1	Количество включенных газовых горелок	n _г	шт	←	6	→	
2.2	Количество горелок, работающих на пыли	n _п	шт	←	2	→	
2.3	Расход воздуха на мельницу	Q _в	°C	←	4000	→	
2.4	Температура взростеи за мельницей	T _в	°C	←	60 ± 70	→	
2.5	Давление газа перед рег. клапаном	P _{рк}	кг/см ²	←	0,6 ± 0,7	→	
2.6	Давление газа за рег. клапаном	P _{рв}	кг/см ²		0,11	0,13	0,15
2.7	Расход природного газа	Ge	м ³ /ч		8220	9230	10440
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах							
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	P _{дв}	кг/см ²		250	260	270
3.2	Давление воздуха в общем входе	P _{вх}	кг/см ²		245	270	290
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O ₂	%		6,1	5,8	5,6
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	α _п	-		1,41	1,38	1,36
3.5	Температура горячего воздуха	T _г	°C		360	365	370
3.6	Количество работающих ДВ	n _{дв}	шт	←	2	→	
3.7	Ток, потребляемый электродвигателями дутьевых вентиляторов	I _{дв}	А		56	27	58
4. Газовый тракт							
4.1	Количество работающих ДС	n _{дс}	шт	←	2	→	
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	I _{дс}	А		70	71	72
4.3	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст	T _{1 ст.}	°C		565	575	585
4.4	Температура дымовых газов за ВЭ 2 ст	T _{2 ст.}	°C		380	390	400
4.5	Температура уходящих газов	T _{ух}	°C		162	163	164
4.6	Разрежение вверху топки	S _т	кг/см ²	←	2	→	
4.7	Разрежение перед электрофильтрами	S _э	кг/см ²		105	115	125
4.8	Разрежение после электрофильтров	S _ф	кг/см ²		135	150	165
5. Экономические и экологические показатели котла							
5.1	Содержание горючих в уносе	Gu	%		0,25	0,20	0,14
5.2	Потери тепла с мех. уносом слогана	q _л	%		0,38	0,30	0,22
5.3	Потери тепла с уходящими газами	q _г	%		9,81	9,75	9,63
5.4	К.П.Д. brutto котла	η _{бр}	%		89,0	89,2	89,5
5.5	Содержание NO _x (при α=1,4)	C _{NOx}	г/м ³		0,53	0,55	0,56
5.6	Содержание SO ₂ (при α=1,4)	C _{SO2}	г/м ³		3,2	2,8	2,5
5.7	Содержание пыли золы в дымовых газах за электрофильтрами (при α=1,4)	C _{пыл}	г/м ³		0,62	0,54	0,47

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Режимная карта составлена при присосах в газовый тракт (пароперегреватель-дымосос) 20%, в топку 38%, температура холодного воздуха 25 гр.С, температура питательной воды 210 гр.С, теплотворной способности подмосковного угля 1950 ккал/кг, влажности угля (на рабочую массу) 29,6%, зольности (на рабочую массу) 36,7%, теплотворной способности природного газа 7940 ккал/кг.
2. Шибера вторичного воздуха на горелки открыты на центральный канал 100%, на периферийный канал 50 %.
3. Пылевидное топливо и газ подаются в отдельные горелки.
4. При снижении температуры питательной воды значения производительности корректируются согласно графика рис.1
5. Содержание окиси углерода в дымовых газах 76,5 мг/м³.

Начальник ПТО

Начальник котельного отделения КТЦ

Ведущий инженер ПТО

А.Г. Жайборов

А.Н.Абрамов

Н.А.Даченко

Рисунок 1.2.7 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №14 при работе на смеси «газ-уголь»

«Утверждаю»
 Директор ПИ «НГРЭС»
 С.А. Валуков
 « 11 » 02 20 22 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 котла БКЗ – 220 ст. №14 при работе на природном газе

№ пп	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Нагрузка котла, т/ч					
				140	160	180	200	220	235
1. Пароводяной тракт									
1.1	Давление перегретого пара	P _{пп}	кгс/см ²	← 94±4 →					
1.2	Температура перегретого пара	t _{пп}	°C	← 520±5 →					
1.3	Температура питательной воды	t _{пв}	°C	← 210 →					
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1 ступени (поток А/Б)	t _{пт}	°C	← 380+400 →					
1.5	Температура пара до впрыска 2 ступени (поток А/Б)	t _{впр2}	°C	← 500+508 →					
1.6	Температура пара после впрыска 2 ступени (поток А/Б)	t _{пвп2}	°C	← 480+490 →					
1.7	Температура пара до впрыска 3 ступени (поток А/Б)	t _{впр3}	°C	← 500+510 →					
1.8	Температура пара после впрыска 3 ступени (поток А/Б)	t _{пвп3}	°C	← 490+500 →					
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	T _{мет 1 ст.}	°C	395	400	405	410	415	420
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	T _{мет 2 ст.}	°C	450	452	455	460	465	470
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	T _{мет 3 ст.}	°C	455	465	475	485	495	500
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	T _{мет 4 ст.}	°C	470	490	500	510	520	525
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст (поток А/Б)	G _{впр1 ст.}	т/ч	2/1	2/2	3/3	4/4	5/5	6/6
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст (поток А/Б)	G _{впр2 ст.}	т/ч	0/0	0/1	1/1	1/2	2/2	3/3
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст (поток А/Б)	G _{впр3 ст.}	т/ч	0/0	0/0	1/2	2/2	2/3	3/3
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст (поток А/Б)	Δb _{1 ст.}	%	50/65	50/70	55/70	60/70	70/70	75/70
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст (поток А/Б)	Δb _{2 ст.}	%	0/0	2/1	5/5	10/5	12/5	15/5
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст (поток А/Б)	Δb _{3 ст.}	%	0/0	1/1	5/5	10/5	25/5	40/5
2. Топливный тракт									
2.1	Расход природного газа	Q _г	м ³ /ч	11500	12500	13600	14000	14600	18000
2.2	Давление газа перед рег. клапаном	P _{кл}	кгс/см ²	← 0,6 →					
2.3	Давление газа за рег. клапаном (перед горелками)	P _{зкл}	кгс/см ²	0,15	0,16	0,19	0,21	0,23	0,25
2.4	Количество газовых горелок	N	шт	← 6 →		← 7 →		← 8 →	
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах									
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	P _{дв}	кгс/м ²	110	175	270	365	440	460
3.2	Давление горячего воздуха в общем коробе (за воздухоподогревателями)	P _{обц}	кгс/м ²	90	140	200	270	320	340
3.3	Содержание O ₂ за пароперегревателем	O ₂	%	2,9	2,9	2,7	2,7	2,6	2,6
3.4	Избыток воздуха за пароперегревателем	α _{пв}	-	1,16	1,16	1,15	1,15	1,14	1,14
3.5	Количество работающих ДВ	п _{дв}	шт	← 1 →		← 2 →		← 3 →	
3.7	Загрузка электродвигателей ДВ	I _{дв}	А	53	57	64	50	56	58
4. Газовый тракт									
4.1	Количество работающих дымоходов	п _{дс}	шт.	← 1 →		← 2 →		← 3 →	
4.2	Загрузка электродвигателей ДС	I _{дс}	А	53	57	64	50	56	58
4.3	Температура газов за пароперегревателем 1 ступени	T _{гп}	°C	510	530	550	570	590	610
4.4	Температура уходящих газов	T _{ух}	°C	← 162 →					
4.5	Разрежение вверху топки	S _т	кгс/м ²	← 2-3 →					
4.6	Разрежение перед ДС	S _{дс}	кгс/м ²	64	72	86	100	116	136
5. Экономические и экологические показатели котла									
5.1	Потери тепла с уходящими газами	q _г	%	7,0	6,6	6,5	6,8	7,0	7,2
5.2	К.П.Д. brutto котла	η _{бр}	%	92,2	92,4	92,6	92,6	92,4	92,2
5.3	Содержание NO _x (при α=1,4)	NO _x	мг/м ³	180	170	200	270	380	480

ПРИМЕЧАНИЕ:

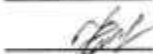
- Горелки №№ Б1 и В1 отключаются по газу для обеспечения ступенчатого сжигания.
- Второй дутьевой вентилятор и дымоход включать в работу при нагрузке 180 т/ч (G_г = 14000 м³/ч).
- Шибера подачи воздуха на горелки открыты: в центральном канале на 100%, в периферийном канале – на 75%.
- Газовые задвижки на работающих горелках открыты полностью – 100%.
- Шибера №8 подачи воздуха на отключенные горелки при нагрузке менее 200 т/ч открыты на 50%, при нагрузке 200+235 т/ч – на 100%.
- Режимная карта составлена применительно к условиям: температура питательной воды – 210 °C, температура холодного воздуха – 25 °C, присосы воздуха в газовый тракт котла – 22%. При пониженной температуре питательной воды значение Δx, принятое в режимной карте корректируется, согласно графику (Приложение 1).

Начальник ПТО



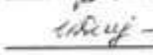
А.Г. Жайворон

Начальник котельного отделения КТЦ



А.Н.Абрамов

Ведущий инженер ПТО



Н.А.Даченко

Рисунок 1.2.8 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №14 при работе на природном газе

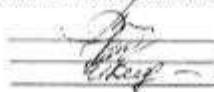
"Утверждаю"
 Директор ПШ «НПЭС»
 С.А. Вилков
 05 20 22 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 Котла БКЗ – 220 ст. №15 при работе на подмосковном буром угле

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обозначение	Размерность	Производительность, т/ч					
				130	140	150	160	170	180
1. Пароводяной тракт									
1.1	Давление перегретого пара	P _{пг}	кгс/см ²	98 ± 4					
1.2	Температура перегретого пара	t _{пг}	°C	520 ± 5					
1.3	Температура питательной воды	t _{пв}	°C	190 ± 5					
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем	t _{1ст}	°C	380 + 400					
1.5	Температура пара до вырвса 2-й ст. (поток А/Б)	t _{2в}	°C	500 + 508					
1.6	Температура пара после вырвса 2-й ст. (поток А/Б)	t _{2с}	°C	480 + 490					
1.7	Температура пара до вырвса 3-й ст. (поток А/Б)	t _{3в}	°C	500 + 510					
1.8	Температура пара после вырвса 3-й ст. (поток А/Б)	t _{3с}	°C	490 + 500					
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	T _{мет 1ст}	°C	395	400	405	410	415	420
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	T _{мет 2ст}	°C	455	457	460	463	465	470
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	T _{мет 3ст}	°C	467	470	475	485	495	500
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	T _{мет 4ст}	°C	480	490	500	510	520	525
1.13	Расход конденсата на вырвса 1 ст. (поток А/Б)	G _{конт 1ст}	т/ч	1/0	1/1	1/1	1/1	1/2	1/2
1.14	Расход конденсата на вырвса 2 ст. (поток А/Б)	G _{конт 2ст}	т/ч	0/0	0/1	1/1	1/1	1/1	1/1
1.15	Расход конденсата на вырвса 3 ст. (поток А/Б)	G _{конт 3ст}	т/ч	0/0	0/1	1/1	1/1	1/1	1/1
1.16	Положение клапанов вырвса 1 ст. (поток А/Б)	ΔB _{1ст}	%	40/6	60/60	60/60	60/70	70/70	70/75
1.17	Положение клапанов вырвса 2 ст. (поток А/Б)	ΔB _{2ст}	%	0/15	15/15	15/15	15/25	25/25	25/25
1.18	Положение клапанов вырвса 3 ст. (поток А/Б)	ΔB _{3ст}	%	0/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15
2. Тепловой тракт и тракт первичного воздуха									
2.1	Количество работающих пылесосов			2...3		3...4			
2.2	Нагрузка питательной сырого угля (при РПТ-10%)	A	%БСТН	0...100					
		B	%БСТН	0...100					
		B	%БСТН	0...100					
		Г	%БСТН	0...100					
2.3	Расход воздуха на мельницу	A	Q _в м ³ /с	14...15					
		B	Q _в м ³ /с	14...15					
		B	Q _в м ³ /с	14...15					
		Г	Q _в м ³ /с	14...15					
2.4	Температура взростов на мельничной	T _{взр}	°C	50 + 60					
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах									
3.1	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	P _{дв}	мм.в.ст.	265	275	285	295	315	340
3.2	Давление воздуха в объеме горюби	P _{об}	мм.в.ст.	155	156	157	163	175	195
3.3	Расход воздуха на нижнее дутье	A	Q _{дн} м ³ /с	7...9					
		B	м ³ /с	7...9					
		B	м ³ /с	7...9					
		Г	м ³ /с	7...9					
3.4	Расход вторичного воздуха на пылеуловительные горелки (по У шибера)	A	Q _в %	5					
		B	%	5					
		B	%	15					
		Г	%	5					
3.5	Расход третичного воздуха, нижний ярус (по УП шибера кот/свер)	Q _{вн}	м ³ /с	10/10					
3.6	Расход третичного воздуха, верхний ярус (по УП шибера кот/свер)	Q _{вн}	м ³ /с	10/10					
3.7	Расход воздуха на охлаждение расточных газомасляных горелок (по УП шибера А/Б/В/Г)	Q _{охла}	м ³ /с	5/5/5/5					
3.8	Расход воздуха на охлаждение дополнительных газомасляных горелок (по УП шибера кот/свер)	Q _{охла}	м ³ /с	5/5					
3.9	Содержание кислорода за пароперегревателем	O ₂	%	5,4 - 6,0					
3.10	Избыток воздуха за пароперегревателем	α		1,35 - 1,40					
3.11	Температура горячего воздуха (за ВП 2 ст.)	T _{гв}	°C	290	292	297	303	307	315
3.12	Количество работающих дутьевых вентиляторов	пдв	шт.	2					
3.13	Загрузка электродвигателей ДС, А/Б	I _{дв}	A	55/55					
4. Газовый тракт									
4.1	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст.	T _{1ст}	°C	545	551	558	572	588	605
4.2	Температура дымовых газов за ВЭ 2 ст.	T _{2ст}	°C	400	405	410	418	422	435
4.3	Температура уходящих газов	T _{ух}	°C	138	139	141	143	145	148
4.4	Раскрытие сверху топки	S _т	мм.в.ст.	-3...+4					
4.5	Количество работающих ДС	пдс	шт.	2					
4.6	Загрузка электродвигателей ДС, А/Б	I _{дс}	A	110/120					
5. Экономические и экологические показатели котла									
5.1	К.П.Д. brutto котла	η _{бр}	%	84,0					
5.2	Содержание NOx	CNOx	г/м ³	0,12		0,13			

- ПРИМЕЧАНИЕ:**
- Режимная карта составлена по данным на март 2005 г. (теплотворная способность угля 1600...2000 ккал/кг; зольность на рабочую массу 35,0 ± 2 %, влажность на рабочую массу 26,0 ± 4%, дымовых в газовый тракт 30 %, в топку 3 %, температура охлаждающего воздуха 25°C, температура питательной воды 192 ± 2°C).
 - Подана угле должна осуществляться в первую очередь при наличии пылесосов В и Г, на вторых этапах подачи дутьевых питаний сырого угля.
 - При возмозможной подачи угля включать одну газовую горелку с расходом газа 1000...2000 м³/ч под пылеуловительными горелками переработанной пылесосами.
 - Значения БСТН согласно п.2.2. могут отличаться от указанных значений в диапазоне ± 5 %, что обусловлено нестабильными фактно-топливными характеристиками угля.

Начальник ПТО
 Начальник котельного отделения КТЦ
 Ведущий инженер ПТО



А.Г. Жайворон
 А.И. Абрамов
 И.А. Даченко

Рисунок 1.2.9 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №15 при работе на угле

"Утверждаю"
 Директор ПТО «НГРЭС»
 С.А. Витюков
 20/01/2022

РЕЖИМНАЯ КАРТА
Котла БКЗ – 220 ст. №15 при работе на природном газе

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	Обозначение	Размерность	Паропроизводительность, т/ч							
				100	120	140	150	160	180	200	220
1. Паропроизводительный тракт											
1.1	Давление перегретого пара	$P_{пп}$	кгс/см ²	← 98 ± 4							
1.2	Температура перегретого пара	$t_{пп}$	°C	← 520 ± 5							
1.3	Температура питательной воды	$t_{пв}$	°C	← 190 ± 5							
1.4	Температура пара в выходных коллекторах за пароперегревателем 1	$t'_{1ст}$	°C	← 380 + 400							
1.5	Температура пара до впрыска 2-й ст. (поток А/Б)	$t'_{впр2}$	°C	← 500 + 508							
1.6	Температура пара после впрыска 2-й ст. (поток А/Б)	$t'_{впр2}$	°C	← 480 + 490							
1.7	Температура пара до впрыска 3-й ст. (поток А/Б)	$t'_{впр3}$	°C	← 500 + 510							
1.8	Температура пара после впрыска 3-й ст. (поток А/Б)	$t'_{впр3}$	°C	← 490 + 500							
1.9	Температура металла 1 ст. пароперегревателя	$T_{мет 1 ст}$	°C	385	390	395	400	405	410	415	420
1.10	Температура металла 2 ст. пароперегревателя	$T_{мет 2 ст}$	°C	450	453	455	457	460	463	465	470
1.11	Температура металла 3 ст. пароперегревателя	$T_{мет 3 ст}$	°C	460	463	467	470	475	485	495	500
1.12	Температура металла 4 ст. пароперегревателя	$T_{мет 4 ст}$	°C	470	477	480	490	500	510	520	525
1.13	Расход конденсата на впрыск 1 ст. (поток А/Б)	$G_{впр1 ст}$	т/ч	1/1	1/1	1/2	2/2	2/2	2/3	3/3	3/4
1.14	Расход конденсата на впрыск 2 ст. (поток А/Б)	$G_{впр2 ст}$	т/ч	0/0	0/0	0/1	1/1	1/2	1/2	2/2	2/2
1.15	Расход конденсата на впрыск 3 ст. (поток А/Б)	$G_{впр3 ст}$	т/ч	0/0	0/0	0/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
1.16	Положение клапанов впрыска 1 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{1 ст}$	%	40/40	40/40	40/60	60/60	60/60	60/70	70/70	70/75
1.17	Положение клапанов впрыска 2 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{2 ст}$	%	0/0	0/0	0/15	15/15	15/15	15/25	25/25	25/25
1.18	Положение клапанов впрыска 3 ст. (поток А/Б)	$\Delta b_{3 ст}$	%	0/0	0/0	0/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15
2. Топливный тракт и тракт первичного воздуха											
2.1	Расход природного газа	$Q_{г}$	тис м ³ /ч	8,8	10,7	12,5	13,5	14,4	16,3	18,2	20,1
2.2	Давление газа перед рег. клапаном	$P_{гк}$	кгс/см ²	← 0,5...0,6							
2.3	Давление газа за рег. клапаном (перед горелками)	$P_{гг}$	кгс/см ²	0,12	0,14	0,18	0,21	0,24	0,3	0,37	0,44
2.4	Расход воздуха на растопочные горелки юг	$Q_{впр юг}$	м ³ /с	9	7	7,5	8	8	9	10	11
2.5	Расход воздуха на дополнительные горелки юг	север	м ³ /с	9	7	7,5	8	8	9	10	11
		юг	м ³ /с	17	13	14	15	15,5	17	18,5	20
2.6	Давление воздуха перед растопочными горелками А	север	мм.в.ст	90	47	52	56	61	73	87	104
		Б	мм.в.ст	90	42	48	51	56	68	82	100
		В	мм.в.ст	70	33	39	43	47	57	70	86
		Г	мм.в.ст	30	17	20	23	26	37	53	72
2.7	Давление воздуха перед дополнительными горелками	$P_{впр}$	мм.в.ст	90	44	51	56	62	77	95	117
3. Воздушный тракт, избыток воздуха в дымовых газах											
3.1	Давление воздуха в общем коробе	$P_{обк}$	мм.в.ст	109	66	74	80	87	105	127	154
3.2	Давление воздуха за дутьевыми вентиляторами	$P'_{дв}$	мм.в.ст	190	158	128	140	155	190	230	280
3.3	Расход воздуха на нижнее дутье	А	м ³ /с	5	12	6	0	0	0	0	0
		Б	м ³ /с	5	12	6	0	0	0	0	0
		В	м ³ /с	5	12	6	0	0	0	0	0
		Г	м ³ /с	5	12	6	0	0	0	0	0
3.4	Расход вторичного воздуха на пылеуловительные горелки юг	юг	м ³ /с	8	6	6,5	7	7,1	8	8,5	9
		север	м ³ /с	8	6	6,5	7	7,1	8	8,5	9
3.5	Расход третичного воздуха, нижний ярус (по УП шибера юг/север)	$Q_{тп юг}$	у.е	← 1...1,5 / 1...5							
3.6	Расход третичного воздуха, верхний ярус (по УП шибера юг/север)	$Q_{тп севр}$	у.е	← 1...1,5 / 1...5							
3.9	Содержание кислорода за пароперегревателем	O_2	%	11,34	7,45	1,65	0,93	1,04	1,00	1,00	1,00
3.10	Избыток воздуха за пароперегревателем	α		2,17	1,55	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
3.11	Температура горячего воздуха (за ВП 2 ст.)	$T_{гв}$	°C	265	265	265	266	267	272	283	300
3.12	Количество работающих дутьевых вентиляторов	$n_{дв}$	шт.	← 2							
3.13	Загрузка электродвигателей ДС, А/Б	$I_{дв}$	А	← 45...50							
4. Газовый тракт											
4.1	Температура дымовых газов за пароперегревателем 1 ст.	$T'_{пг 1 ст}$	°C	500	505	515	520	525	540	570	600
4.2	Температура дымовых газов за ВЗ 2 ст.	$T'_{пг 2 ст}$	°C	380	375	370	370	375	380	395	420
4.3	Температура уходящих газов	$T_{ух}$	°C	131	131,5	132,5	132	133	135	139	147
4.4	Разрежение вверху топки	$S^*_{г}$	мм.в.ст	← -2...-3							
4.5	Количество работающих ДС	$n_{дс}$	шт.	← 2							
4.6	Загрузка электродвигателей ДС, А/Б	$I_{дс}$	А	← 90...120							
5. Экономические и экологические показатели котла											
5.1	К.П.Д. брутто котла	$\eta_{бр}$	%	89,51	91,02	92,53	93,28	94,25	94,23	94,22	94,2
5.2	Потери тепла с уходящими газами	q_p	%	7,90	6,59	5,28	4,62	3,96	3,99	4,23	4,46
5.3	Содержание NOx (при $\alpha = 1,4$)	CNO_x	мг/тис	439	259	151	124	112	120	129	137

ПРИМЕЧАНИЕ:

* - действительное значение расхода ниже диапазона измерения прибора.

- Режимная карта составлена по данным на январь 2007 г. (тепловоформа газоиспользуемого узла 8014 ккал/кг, присосах в газовой тракте 17%, в топку 3%, температура застойно воздуха 25...52°C, температура питательной воды 190 ± 2°C).
- Ориентировочное положение шибера подачи воздуха по УП: растопочные горелки - 75/75/25/40(А,Б,В,Г соответственно), доп. горелки - 100/100; третичное дутье верхний и нижний яруса - 5/5; вторичный воздух на пылеуловительные горелки 55/55/40/40 (А,Б,В,Г соответственно). Изменение шибера подачи воздуха на растопочные и дополнительные газовые горелки (первый и третий ярус) и на тракт вторичного воздуха пылеуловительных горелок (пз3,4,5,3,6 и пз 2,4,2,5) при изменении нагрузки не производится.
- Регулирование нагрузки производится согласованным изменением давления воздуха в общем коробе (п 3.1) при помощи шибера дутьевых вентиляторов и давления газа за регулирующим клапаном (п 2.3).

Начальник ПТО
 Начальник котельного отделения КТЦ
 Ведущий инженер ПТО



А.Г. Жайворон
 А.И. Абрамов
 И.А. Даченко

Рисунок 1.2.10 - Режимная карта котла БКЗ-220 ст. №15 при работе на природном газе

«Утверждено»:
 Директор ИИ «НГРЭС»
 Свирин В.Н.
 «28» _____ 2017 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работ котлоагрегата типа ПТВМ-30М рег. № Т-383, ст. № 1,
 оборудованного горелками типа ГМГ (смесительные), 6 шт.,
 установленного в котельной №1 цеха тепловых сетей ИИ «НГРЭС»,
 работающего на природном газе с теплотой сгорания 7970 ккал/м³(кг)
 (вид топлива)

№ п.п.	Параметры работы	Единица измерения	Режимные нагрузки в % от номинальной			
			52,8	60,2	72,2	81,9
1	2	3	4	5	6	7
1	Производительность	Гкал/ч	15,84	18,05	21,65	24,56
2	Расход топлива	м ³ /ч	2200	2500	3000	3400
3	Температура воздуха перед горелками	°С	17,3	17,3	17,3	17,3
4	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0	8,0
6	Температура сетевой воды перед котлом	°С	76	76	76	76
7	Температура сетевой воды после котла	°С	110	114	121	127
8	Расход воды через котёл	м ³ /ч	470	480	480	480
9	Давление топлива на горелках. Кол-во горелок в работе	кгс/м ² шт.	500 5	600 5	500 6	600 6

10	Давление воздуха на горелках (в общем коллекторе)	кгс/м ²	60	70	65	70
11	Разряжение (наддув) в топке	кгс/м ²	2-3	2-3	2-3	2-3
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	135,0	141,0	152,5	159,2
13	Содержание в отходящих газах за котлом O ₂ , %	%	6,1	5,2	5,1	4,8
14	Содержание в отходящих газах за котлом CO ₂ , %	%	8,4	9,0	9,0	9,2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	1,41	1,33	1,32	1,29
16	Потери тепла с отходящими газами	%	6,05	6,28	6,83	7,06
17	Потери тепла в окружающую среду	%	3,60	3,16	2,83	2,32
18	КПД котлоагрегата	%	90,35	90,58	90,54	90,62
19	Удельная норма расхода топлива на выработанную теплоту	кг/Гкал	158,1	157,7	157,7	157,6
20	Содержание в отходящих газах окислов азота NO _x , мг/м ³	мг/м ³	194	169	211	217

Начальник цеха тепловых сетей



Шумилов Ф.А.

Рисунок 1.2.11 - Режимная карта котла ПТВМ-30М ст. №1 при работе в зимний период

«Утверждаю»
Директор ИП «НГРЭС»

 Спирин Н.Н.
2017 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работ котлоагрегата типа ПТВМ-30М рег. № Т-383, ст. № 1,
оборудованного горелками типа ГМГ (смесительные), 6 шт.,
установленного в котельной №1 сети тепловых сетей ИП «НГРЭС»,
работающего на природном газе с теплотой сгорания 7970 ккал/м³ (кг),
(вид топлива)

№ п.п.	Параметры работы	Единица измерения	Режимные нагрузки в % от номинальной			
			40,6	48,1	55,7	47,7
1	2	3	4	5	6	7
1	Производительность	Гкал/ч	12,17	14,42	16,72	14,32
2	Расход топлива	м ³ /ч	1700	2000	2300	2000
3	Температура воздуха перед горелками	°С	17,3	17,3	17,3	17,3
4	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0	8,0
6	Температура сетевой воды перед котлом	°С	76	76	76	76
7	Температура сетевой воды после котла	°С	101	106	111	106
8	Расход воды через котёл	м ³ /ч	480	480	480	470
9	Давление топлива на горелках. Кол-во горелок в работе	кгс/м ² шт.	400 4	500 4	600 4	400 5

1	2	3	4	5	6	7
10	Давление воздуха на горелках (в общем коллекторе)	кгс/м ²	40	53	65	50
11	Разряжение (наддув) в топке	кгс/м ²	2-3	2-3	2-3	2-3
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	112,0	119,8	120,5	124,6
13	Содержание в отходящих газах за котлом O ₂ , %	%	7,5	6,4	5,6	8,0
14	Содержание в отходящих газах за котлом CO ₂ , %	%	7,7	8,3	8,8	7,4
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	1,55	1,44	1,36	1,61
16	Потери тепла с отходящими газами	%	5,48	5,56	5,35	6,17
17	Потери тепла в окружающую среду	%	4,68	3,95	3,42	3,98
18	КПД котлоагрегата	%	89,84	90,49	91,23	89,85
19	Удельная норма расхода топлива на выработанную тепловую энергию	кг/Гкал	158,9	157,8	156,5	158,9
20	Содержание в уходящих газах окислов азота NO _x , %	мг/м ³	191	166	148	218

Начальник сети тепловых сетей



Шумилов А.

Рисунок 1.2.12 - Режимная карта котла ПТВМ-30М ст. №1 при работе в летний период

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работ котлоагрегата типа ПТВМ-30М рег. № Т-382, ст. № 2,
 оборудованного горелками типа ГМГ (смесительные), 6 шт.,
 установленного в котельной №1 сети тепловых сетей ИП «ИГРЭС»,
 работающего на природном газе с теплотой сгорания 7970 ккал/м³(кг),
 (вид топлива)

№ п.п.	Параметры работы	Единица измерения	Режимные нагрузки в % от номинальной			
			55,9	60,9	66,5	74,9
1	2	3	4	5	6	7
1	Производительность	Гкал/ч	16,76	18,27	19,95	22,48
2	Расход топлива	м ³ /ч	2300	2500	2750	3100
3	Температура воздуха перед горелками	°С	21,4	21,4	17,3	17,3
4	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0	8,0
6	Температура сетевой воды перед котлом	°С	74	74	74	74
7	Температура сетевой воды после котла	°С	110	114	117	122
8	Расход воды через котёл	м ³ /ч	460	460	465	465
9	Давление топлива на горелках. Кол-во горелок в работе	кгс/м ² шт.	500 5	600 5	500 6	600 6

1	2	3	4	5	6	7
10	Давление воздуха на горелках (в общем коллекторе)	кгс/м ²	70	80	75	90
11	Разряжение (наддув) в топке	кгс/м ²	2-3	2-3	2-3	2-3
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	132,7	135,8	153,9	163,8
13	Содержание в отходящих газах за котлом O ₂ ↑	%	3,3	2,9	2,6	2,0
14	Содержание в отходящих газах за котлом CO ₂ ↑	%	10,0	10,2	10,4	10,7
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	1,19	1,16	1,14	1,11
16	Потери тепла с отходящими газами	%	5,15	5,20	6,13	6,41
17	Потери тепла в окружающую среду	%	3,40	3,12	2,86	2,53
18	КПД котлоагрегата	%	91,45	91,68	91,01	91,06
19	Удельная норма расхода топлива на выработанную теплоэнергию	кг/тГкал	156,2	155,8	156,9	156,8
20	Содержание в уходящих газах окислов азота NO _x ↑	мг/м ³	186	169	190	189

Начальник сети тепловых сетей

Шульц Ф.А.

Рисунок 1.2.13 - Режимная карта котла ПТВМ-30М ст. №2 при работе в зимний период

«Утверждаю»:
 Директор ИП «ИГРЭС»

 Спирина И.В.
 «...» 2017 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работ котлоагрегата типа ПТВМ-30М рег. № Т-382, ст. № 2,
 оборудованного горелками типа ГМГ (смесительные), 6 шт.,
 установленного в котельной №1 цеха тепловых сетей ИП «ИГРЭС»,
 работающего на природном газе с теплотой сгорания 7970 ккал/м³(кг),
 (вид топлива)

№ п.п.	Параметры работы	Единица измерения	Режимные нагрузки в % от номинальной			
			38,53	42,27	48,67	48,50
1	2	3	4	5	6	7
1	Проводимость	Гкал/ч	11,56	12,68	14,60	14,55
2	Расход топлива	м ³ /ч	1600	1750	2000	2000
3	Температура воздуха перед горелками	°С	21,4	21,4	21,4	21,4
4	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0	8,0
6	Температура сетевой воды перед котлом	°С	74	74	74	74
7	Температура сетевой воды после котла	°С	99	102	106	106
8	Расход воды через котёл	м ³ /ч	460	460	460	460
9	Давление топлива на горелках, Кол-во горелок в работе	кгс/м ² шт.	400 4	500 4	600 4	400 5

10	Давление воздуха на горелках (в объеме коллектора)	кгс/м ²	56	60	70	60
11	Разряжение (наддув) в топливе	кгс/м ²	2-3	2-3	2-3	2-3
12	Температура отходящих газов за котлом	°С	113,2	119,7	121,8	121,3
13	Содержание в отходящих газах за котлом O ₂ ↑	%	3,8	3,7	3,6	4,0
14	Содержание в отходящих газах за котлом CO ₂ ↑	%	9,7	9,8	10,4	9,6
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	1,22	1,22	1,14	1,21
16	Потери тепла с отходящими газами	%	4,35	4,63	4,51	4,78
17	Потери тепла в окружающую среду	%	4,93	4,49	3,90	3,92
18	КПД котлоагрегата	%	90,72	90,88	91,59	91,30
19	Удельная норма расхода топлива на выработанную теплоту	кг/Гкал	157,4	157,1	155,9	156,4
20	Содержание в отходящих газах окислов азота NO _x ↑	мг/м ³	160	160	150	176

Начальник цеха тепловых сетей



Влунь О.А.

Рисунок 1.2.14 - Режимная карта котла ПТВМ-30М ст. №2 при работе в летний период

Источники тепловой энергии - Восточный филиал ООО «ККС»

Основной вид деятельности: деятельность, связанная с оказанием услуг по передаче, распределению тепловой энергии, производству тепловой энергии, эксплуатации тепловых сетей и иные виды.

Юридический адрес Восточного филиала ООО «ККС»: 301650, Тульская область, Новомосковский район, город Новомосковск, ул. Свердлова, д. 1/27. ИНН/ОГРН 7107516834/1097154013681.

Почтовый адрес Восточного филиала ООО «ККС»: 301650, Тульская область, Новомосковский район, город Новомосковск, ул. Свердлова, д. 1/27.

Основание владения имуществом: право собственности и договоров аренды теплосетевого имущества.

Метод регулирования: метод долгосрочной индексации на 2015-2019 годы (постановление комитета от 7.05.2015 года № 15/1).

В настоящее время все котельные и тепловые сети г. Новомосковска и Новомосковского района эксплуатирует филиал Восточный ООО «ККС». Филиал Восточный ООО «ККС» является правопреемником ООО «Новомосковская тепловая компания».

Филиал Восточный ООО «ККС» в МО г. Новомосковск эксплуатирует 40 котельных, оборудованных паровыми и водогрейными котлами, топливом для них служит - природный газ.

Из 41 котельной 13 имеют в своем составе установки химводоподготовки, работающие по схеме Na-катионирования, в 10 котельных используется реагентный метод очистки воды. Регенерация фильтров производится поваренной солью и рассолом. Фильтры загружены сульфоглемом и катионитом КУ-2.

Кроме выработки тепловой энергии в собственных котельных, филиал Восточный ООО «ККС» покупает тепло у НГРЭС и котельной ОАО «РЖД».

Общая характеристика котельных приведена в таблице 1.2.6.

Таблица 1.2.6 - Общая характеристика котельных Восточного филиала ООО «ККС»

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
1	Котельная №2	0,00	16,32	16,32
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 №10а	0,17	0,00	0,17
7	Котельная №12м	12,90	0,00	12,90
8	Котельная №13	6,16	0,00	6,16
9	Котельная №13а	4,67	0,00	4,67
10	Котельная №14	3,80	0,00	3,80
11	Котельная №15	2,40	0,00	2,40
12	Котельная №16	1,89	0,00	1,89
13	Котельная №17м	15,48	0,00	15,48
14	Котельная №19г	3,01	0,00	3,01
15	Котельная №19з	8,60	2,64	11,24
16	Котельная №31м	15,48	0,00	15,48
17	Котельная №34	0,00	32,00	32,00
18	Котельная №32	0,86	0,00	0,86

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/ч		
		в горячей воде	в паре	сумма
19	Котельная №18	0,60	0,00	0,60
20	Котельная №18а	0,12	0,00	0,12
21	Котельная №18б	0,17	0,00	0,17
22	Котельная №18в	0,12	0,00	0,12
23	Котельная №20а-ш	0,09	0,00	0,09
24	Котельная №20а-4э	0,17	0,00	0,17
25	Котельная №20а-2э	0,08	0,00	0,08
26	Котельная №20а-д	0,08	0,00	0,08
27	Котельная №20б-1	0,08	0,00	0,08
28	Котельная №20б-2к	0,08	0,00	0,08
29	Котельная №20б-2ш	0,12	0,00	0,12
30	Котельная №20м	3,72	0,00	3,72
31	Котельная №20в	0,03	0,00	0,03
32	Котельная №21м	6,02	0,00	6,02
33	Котельная №23м	6,45	0,00	6,45
34	Котельная №24м	6,45	0,00	6,45
35	Котельная №25	5,82	0,00	5,82
36	Крышная	0,15	0,00	0,15
37	Котельная №26	0,99	0,00	0,99
38	Котельная №26а	0,10	0,00	0,10
39	Котельная №27	0,26	0,60	0,86
40	Котельная №28	8,40	0,00	8,40
41	Котельная Спасское	13,86	2,60	16,46

Установленная тепловая мощность всех котельных Восточного филиала ООО «ККС» по паспортным данным составляет 202,73 Гкал/ч. Все котельные эксплуатируемые Восточным филиалом ООО «ККС» за исключением котельной № 10а используют в качестве основного топлива природный газ. На котельной № 10а установлены котлоагрегаты КЭВЗ-100/0,4, использующие в качестве топлива электрическую энергию.

В таблице 1.2.7 представлены марки и единичные мощности котельных агрегатов.

Таблица 1.2.7 - Котельные агрегаты, эксплуатируемые на котельных Восточного филиала ООО «ККС»

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность котла в расчет, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД по режимной карте, %
1	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 5000	2021	Газ природный	вода	4,3	4,208	87,55%
2	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 5000	2021	Газ природный	вода	4,3	4,208	87,48%
3	Котельная №2М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000	2021	Газ природный	вода	3,44	3,42	87,74%
4	Котельная №2М	REMEX Турботерм Оптима (ТТГ) 1000	2021	Газ природный	вода	0,86	3,43	87,89%
6	Котельная №4	АВ-10	1974	Газ природный	вода	0,52	0,52	77,34%
7	Котельная №4	АВ-10	1974	Газ природный	вода	0,52	0,52	77,34%
8	Котельная №4	ВК-22	2006	Газ природный	вода	0,86	н/д	н/д
9	Котельная №4	ВК-22	2006	Газ природный	вода	0,86	н/д	н/д
10	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода	0,83	0,34	77,84%
11	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода	0,83	0,33	78,33%
12	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода	0,83	0,33	78,33%
13	Котельная №5	АВ-10	1957	Газ природный	вода	0,83	0,34	77,74%
14	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода	1,00	1,00	79,18%
15	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода	0,90	0,95	70,87%
16	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода	0,90	0,99	78,48%
17	Котельная №8	Ланкаширский	1959	Газ природный	вода	0,90	0,98	79,38%
18	Котельная №8	АВ-10	1959	Газ природный	вода	0,50	0,4	78,76%
19	Котельная №8	ВК-21	2005	Газ природный	вода	1,76	1,55	91,58%
20	Котельная №10	Е-1,6/0,9	1997	Газ природный	пар	1,00	1,2	86,8%
21	Котельная №10	КСВа-2,5	1997	Газ природный	вода	2,15	1,38	85,76%
22	Котельная №10	КСВа-2,5	1997	Газ природный	вода	2,15	1,3	85,86%
23	Котельная №10	ВК-21	2006	Газ природный	вода	1,86	1,43	85,16%
26	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода	4,30	4,208	87,55%
27	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода	4,30	4,243	87,48%
28	Котельная №12м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода	4,30	4,263	87,74%
29	Котельная №13	КВА-2,5	1996	Газ природный	вода	2,15	1,43	83,58%
30	Котельная №13	КВА-2,5	1996	Газ природный	вода	2,15	1,56	84,07%
31	Котельная №13	ВК-21	2002	Газ природный	вода	1,86	1,78	83,48%
32	Котельная №13а	КВС-70	1996	Газ природный	вода	0,90	0,70	77,8%
33	Котельная №13а	КВС-70	1995	Газ природный	вода	0,90	0,66	77,5%
34	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода	0,90	0,60	77,1%
35	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода	0,90	0,70	77,5%
36	Котельная №13а	КВС-70	1997	Газ природный	вода	0,90	0,60	77,3%
37	Котельная №13а	RSA-100	2016	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
38	Котельная №13а	RSA-100	2016	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
39	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода	0,80	0,64	76,34%
40	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода	0,80	0,64	76,24%
41	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода	0,80	0,64	76,05%
42	Котельная №14	АВ-10	1978	Газ природный	вода	0,70	0,64	75,8%

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования г. Новомосковск до 2035 г. (актуализация на 2022 г.)

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность котла в расчет, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД по режимной карте, %
43	Котельная №14		1978	Газ природный	вода	0,70	0,64	75,95%
44	Котельная №15		1951	Газ природный	вода	0,80	0,51	76,5%
45	Котельная №15		1951	Газ природный	вода	0,80	0,53	76,4%
46	Котельная №15		1951	Газ природный	вода	0,80	0,55	76,3%
47	Котельная №16		1959	Газ природный	вода	0,63	0,42	76,1%
48	Котельная №16		1959	Газ природный	вода	0,63	0,42	76,1%
49	Котельная №16		1959	Газ природный	вода	0,63	0,56	76,1%
50	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода	4,30	4,30	87,3%
51	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2018	Газ природный	вода	4,30	4,24	87,31%
52	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2018	Газ природный	вода	3,44	3,42	87,42%
53	Котельная №17м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2018	Газ природный	вода	3,44	3,43	87,29%
54	Котельная №19г	Duotherm-1500	2017	Газ природный	вода	1,29	1,14	87,49%
55	Котельная №19г	Duotherm-2000	2017	Газ природный	вода	1,72	1,34	89,53%
56	Котельная №19з	Vapotherm-2000/8	2017	Газ природный	пар	1,32	1,242	87,27%
57	Котельная №19з	Vapotherm-2000/8	2017	Газ природный	пар	1,32	1,299	87,3%
58	Котельная №19з	Duotherm-3500	2017	Газ природный	вода	3,01	2,762	84,62%
59	Котельная №19з	Duotherm-3500	2017	Газ природный	вода	3,01	2,791	88,59%
60	Котельная №19з	Duotherm-3000	2017	Газ природный	вода	2,58	2,568	88,59%
61	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2017	Газ природный	вода	4,30	4,28	89,2%
62	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	2017	Газ природный	вода	4,30	4,307	89,2%
63	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2017	Газ природный	вода	3,44	3,44	89,1%
64	Котельная №31м	Турботерм-Гарант ТТГ 4000	2017	Газ природный	вода	3,44	3,44	89,0%
65	Котельная №34	ДКВР-10/13	1962	Газ природный	пар	6,40	8,26	83,3%
66	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000 (4 МВт)	2021	Газ природный	вода	3,44	3,42	87,42%
67	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000 (4 МВт)	2021	Газ природный	вода	3,44	3,43	87,29%
68	Котельная №34М	REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000 (4 МВт)	2021	Газ природный	вода	3,44	3,42	87,42%
70	Котельная №32	КВа-0,5	2010	Газ природный	вода	0,43	0,43	87,71%
71	Котельная №32	КВа-0,5	2010	Газ природный	вода	0,43	0,43	87,80%
72	Котельная №18	АОГВ-35	2015	Газ природный	вода	0,30	н/д	н/д
73	Котельная №18	АОГВ-35	2015	Газ природный	вода	0,30	н/д	н/д
74	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
75	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
76	Котельная №18а	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
77	Котельная №18б	Хопер-100	2010	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
78	Котельная №18б	Хопер-100	2010	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
79	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
80	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
81	Котельная №18в	THERM DUO 50(T)	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
82	Котельная №20а-ш	Хопер-100	1998	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
83	Котельная №20а-4э	Хопер-100	1998	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
84	Котельная №20а-4э	Хопер-100	1998	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования г. Новомосковск до 2035 г. (актуализация на 2022 г.)

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность котла в расчет, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД по режимной карте, %
85	Котельная №20а-2э	RS-A100	2016	Газ природный	вода	0,08	н/д	н/д
86	Котельная №20а-д	RS-A100	2016	Газ природный	вода	0,08	н/д	н/д
87	Котельная №20б-1	THERM DUO 50T	2010	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
88	Котельная №20б-1	THERM DUO 50T	2010	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
89	Котельная №20б-2к	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
90	Котельная №20б-2к	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
91	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
92	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
93	Котельная №20б-2ш	THERM DUO 50FTA	2013	Газ природный	вода	0,04	н/д	н/д
94	Котельная №20в	Siberia 17	2015	Газ природный	вода	0,02	н/д	н/д
95	Котельная №20в	Siberia 17	2015	Газ природный	вода	0,02	н/д	н/д
96	Котельная №20м	BK-21	2004	Газ природный	вода	1,86	0,74	84,3%
97	Котельная №20м	BK-21	2004	Газ природный	вода	1,86	1,02	84,1%
98	Котельная №21м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода	2,15	1,94	88,6%
99	Котельная №21м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода	2,15	2	88,41%
100	Котельная №21м	Duoterm-2000 Polikraft	2017	Газ природный	вода	1,72	1,51	88,31%
101	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода	2,15	2,09	87,27%
102	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода	2,15	2,08	86,74%
103	Котельная №23м	Duoterm-2500 Polikraft	2017	Газ природный	вода	2,15	2,1	87,77%
104	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода	2,15	2,13	86,91%
105	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода	2,15	2,16	87,31%
106	Котельная №24м	ТУРБОТЕРМ ТТГ 2500	2014	Газ природный	вода	2,15	2,14	87,21%
107	Котельная №25	KBC-70	1984	Газ природный	вода	0,70	0,46	76,22%
108	Котельная №25	KBC-70	1984	Газ природный	вода	0,70	0,51	77,01%
109	Котельная №25	Ланкаширский	1955	Газ природный	вода	0,90	0,91	76,32%
110	Котельная №25	Ланкаширский	1955	Газ природный	вода	0,90	0,93	76,22%
111	Котельная №25	Ланкаширский	1966	Газ природный	вода	0,90	0,93	76,22%
112	Котельная №25	BK-21	2009	Газ природный	вода	1,72	1,57	85,8%
113	Котельная №26а	Siberia-29	2017	Газ природный	вода	0,03	0,21	91%
114	Котельная №26а	Гном	2007	Газ природный	вода	0,04	0,21	92,6%
115	Котельная №26а	Гном	2017	Газ природный	вода	0,04	0,54	92,3%
116	Котельная №26	КВа-0,65	2010	Газ природный	вода	0,56	0,54	92,3%
117	Котельная №26	КВа-0,25	2010	Газ природный	вода	0,22	0,21	91%
118	Котельная №26	КВа-0,25	2010	Газ природный	вода	0,22	0,21	92,6%
119	Котельная №27	Хопер-100	2006	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
120	Котельная №27	Хопер-100	2009	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
121	Котельная №27	Хопер-100	2016	Газ природный	вода	0,09	н/д	н/д
122	Котельная №27	Е-1-9	1998	Газ природный	пар	0,60	0,94	82,5%
123	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода	2,10	1,62	83,6%
124	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода	2,10	1,21	83,8%
125	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода	2,10	1,96	83,8%

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования г. Новомосковск до 2035 г. (актуализация на 2022 г.)

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Основной вид топлива	Рабочая среда агрегата	Установленная мощность котла в расчет, Гкал/ч	Мощность по режимной карте, Гкал/ч	КПД по режимной карте, %
126	Котельная №28	КВА-2,5	1994	Газ природный	вода	2,10	1,9	83,7%
127	Котельная Спасское	ДКВР-4/13	1978	Газ природный	пар	2,60	3,07	90,23%
128	Котельная Спасское	КВГ-6,5-150	1983	Газ природный	вода	6,50	4,1	84,1%
129	Котельная Спасское	КВГ-6,5-150	1983	Газ природный	вода	6,50	3,74	84,3%
130	Котельная Спасское	Термотехник ТТ 50	2017	Газ природный	вода	0,43	0,471	89,89%
131	Котельная Спасское	Термотехник ТТ 50	2017	Газ природный	вода	0,43	0,471	87,8%
132	Крышная	THERM TRIO	2012	Газ природный	вода	0.08	0.08	90,2%
133	Крышная	THERM TRIO	2012	Газ природный	вода	0.08	0.08	90,2%

Котельная №2М

Котельная №2 расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. ул. Маяковского-Трудовые резервы, в районе дома №8. Общий вид источника представлен на рисунке 1.2.15.



Рисунок 1.2.15 – Общий вид источника тепловой энергии – Котельная №2М

Котельная №2М введена в эксплуатацию в 2021 году в замещение не котельной №2 1968 г. Постройки. Котельная 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 двухконтурной схеме. Вода на нужды ГВС поступает через водоводяные теплообменные аппараты «Ридан». Установлены три газовых стальных водогрейных жаротрубных котла REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 5000 (5 МВт) – 2 ед., REMEX Турботерм Гарант (ТТГ) 4000 (4 МВт) – 1 ед. REMEX Турботерм Оптима (ТТГ) 1000 (1,0 МВт) – 1 ед. в комплекте с модулируемыми горелками СІВ-Unigaz;

В таблице представлен перечень основного оборудования котельной №2 и его краткие характеристики.

На рисунках представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.8 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ	ПРИМЕЧАНИЕ
Котел газовый ТУРБОТЕРМ ГАРАНТ ТТГ-5000	2	Qед.=5000кВт
Котел газовый ТУРБОТЕРМ ГАРАНТ ТТГ-4000	1	Qед.=4000кВт
Котел газовый ТУРБОТЕРМ СТАНДАРТ ТТС-1000	1	Qед.=1000кВт
Теплообменный аппарат отопление ЭТРА ЭТ-043с-10-311	3	Qед.=9000кВт
Теплообменный аппарат ГВС ЭТРА ЭТ-009с-10-41	2	Qед.=1000кВт
Насос котловой Wilo BL 125/245-15/4 с ПЧВ Силуум	2	G=172м ³ /ч; P=0,10МПа
Насос котловой Wilo BL 125/225-11/4 с ПЧВ Силуум	1	G=137м ³ /ч; P=0,10МПа
Насос котловой Wilo BL 40/120-2,2/2 с ПЧВ Силуум	1	G=34м ³ /ч; P=0,10МПа
Насос подпиточный 1го контура Wilo MHIL 506N 3- с ПЧВ Силуум	2	G=3,0м ³ /ч;P=0,6МПа
с гидроаккумулятором ZILMET ULTRA-PRO 24л	2	V=24л
Насос подпиточный 2го контура Wilo BL 65/190-15/2 с ПЧВ Силуум	2	G=50,0м ³ /ч;P=0,5МПа
Насос сетевой отопление Wilo NL 150/400-75-4-12 (Рк=395мм) с ПЧВ Силуум	3	G=724м ³ /ч;P=0,45МПа
Насос ГВС сетевой Wilo Helix V 3603/1-3/16/E/K/400-50 с ПЧВ Силуум	2	G=25м ³ /ч;P=0,5МПа
Насос ГВС Wilo Helix V 1602-1/16/E/K/400-50 с ПЧВ Силуум	2	G=15м ³ /ч; P=0,20МПа
Установка умягчения воды LM-4FM(TWIN)/(16x65)	1	Q=5500 л/ч
Установка дозирования ингибитора коррозии и накипеобразования		
цифровой насос-дозатор ETATRON DLX-MF/M 1-15 230V PVDF(2-10)	2	
бак пластиковый	2	
Бак расширительный мембранный Zilmet CAL-PRO 700	4	V=700л; P _{узд.} =0,6 МПа
*Бак запаса исходной воды теплоизолированный D=3,6м; H=6,0м	2	V=60м ³
*Бак-аккумулятор горячей воды D=3,6м, H=6,0м	1	V=60м ³

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 «_____» _____ 2021 г.



14. РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-СТАНДАРТ 1000 (КВ-ТМ-1.000-110СН) ст.№4
 оборудованного горелкой типа UNIGAS P71 M-PR.S.RU.A.840.EA
 на объекте блочно-модульная котельная №2м мощностью 15МВт, расположенная по адресу:
Тульская область, г. Новомосковск, ул. Маяковского, в районе дома №8,
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8217 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 40,6	максимальная 99,3
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	349019	853947
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	34	34
3	Температура воды до котла	°С	76	78
4	Температура воды после котла	°С	86	103
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	45,1	112,9
8	Давление газа перед котлом	кПа	35	35
9	Давление газа перед горелкой	mbar	0,3	8,0
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	1,1	11,7
11	Температура уходящих газов	°С	125,7	179,9
12	Давление в топке	кПа	0,01	0,20
13	Разрежение за котлом	Па	74,2	112,1
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,5	9,6
	O ₂	%	4,1	3,9
	NO+NO ₂	ppm	61	64
	CO	ppm	1	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,22	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	5,15	7,68
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,67	0,27
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	94,18	92,05
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг _{ул.} Гкал	151,62	155,13

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
представитель заказчика

 подпись

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям
 Жариков С.В.
СПЕЦИОНТАЖНАЛАДКА

 представитель наладочной организации
 подпись

15.10.2021 г.

 дата

Рисунок 1.2.16 - Режимная карта котла №1

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « _____ » _____ 2021 г.



12. РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-ГАРАНТ 4000 (КВ-ГМ-4.000-110СН) с №3
 оборудованного горелкой типа UNIGAS H630A M-PR.SR.RU.A.8.50.EA
 на объекте блочно-модульная котельная №2м мощностью 15МВт, расположенная по адресу:
Тульская область, г. Новомосковск, ул. Маяковского, в районе дома №8.
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8217 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 51	максимальная 100
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1754042	3439966
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	138	138
3	Температура воды до котла	°С	71	71
4	Температура воды после котла	°С	84	96
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	224,7	451,9
8	Давление газа перед котлом	кПа	35	35
9	Давление газа перед горелкой	mbar	14	73,8
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	4,8	19,8
11	Температура уходящих газов	°С	113,2	167
12	Давление в топке	кПа	0,01	0,28
13	Разрежение за котлом	Па	86,8	164,8
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,9	3,8
	NO+NO ₂	ppm	83	70
	CO	ppm	0	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	4,55	7,13
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,45	0,23
18	Потери тепла с химсодожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	95,00	92,64
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	кг _{ул.} Гкал	150,32	154,15

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
представитель заказчика

 подпись

СОСТАВИЛ
 Инженер по наладке и испытаниям
 Жариков С.В. МОНТАЖНАЛАДКА
представитель наладочной организации

 подпись

15.10.2021 г.

 дата

Рисунок 1.2.17 - Режимная карта котла №2

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 «_____» _____ 2021 г.

10. РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-ГАРАНТ 5000 (КВ-ГМ-5,000-Г10СН) ст. №2
 оборудованного горелкой типа UNIGAS H685A M-PR.SR.RD-A.8.65.EA
 на объекте блочно-модульная котельная №2м мощностью 15МВт, расположенная по адресу:
Тульская область, г. Новомосковск, ул. Маяковского, в районе дома №8,
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8217 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 39,5	максимальная 99,9
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1698337	4294680
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	172	172
3	Температура воды до котла	°С	72	71
4	Температура воды после котла	°С	82	96
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	218	562,3
8	Давление газа перед котлом	кПа	35	35
9	Давление газа перед горелкой	mbar	11,7	99,9
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,1	22
11	Температура уходящих газов	°С	117,2	162,4
12	Давление в топке	кПа	-0,02	0,3
13	Разрежение за котлом	Па	73,6	69
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,9	3,9
	NO+NO ₂	ppm	86	76
	CO	ppm	0	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	4,62	6,82
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,57	0,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	94,81	92,95
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг _{уд.} Гкал	150,62	153,63

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
представитель заказчика

 подпись

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям
 Жариков С.В.
представитель наладочной организации

 подпись

15.10.2021 г.

 дата

Рисунок 1.2.18 - Режимная карта котла №3

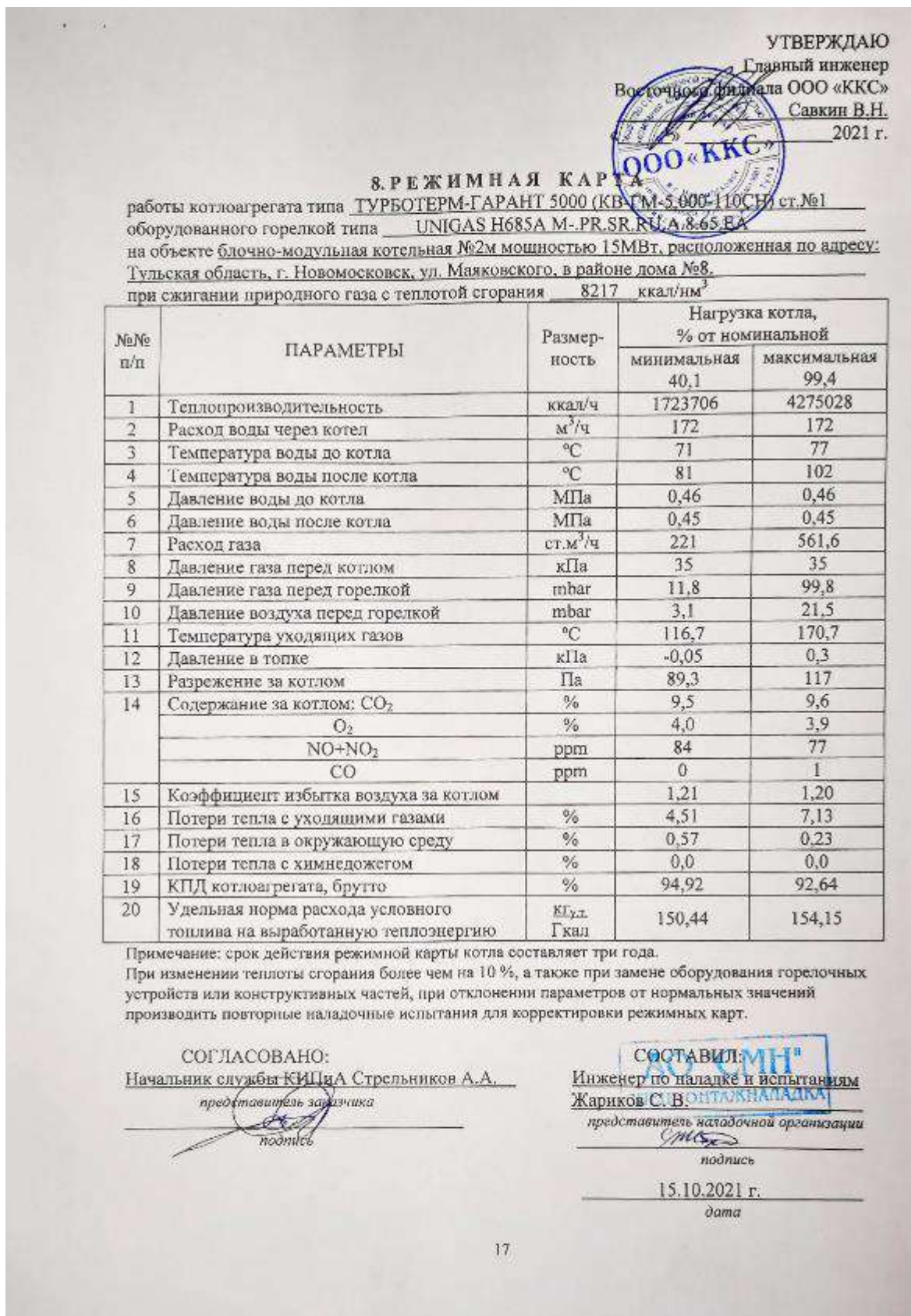


Рисунок 1.2.19 - Режимная карта котла №4

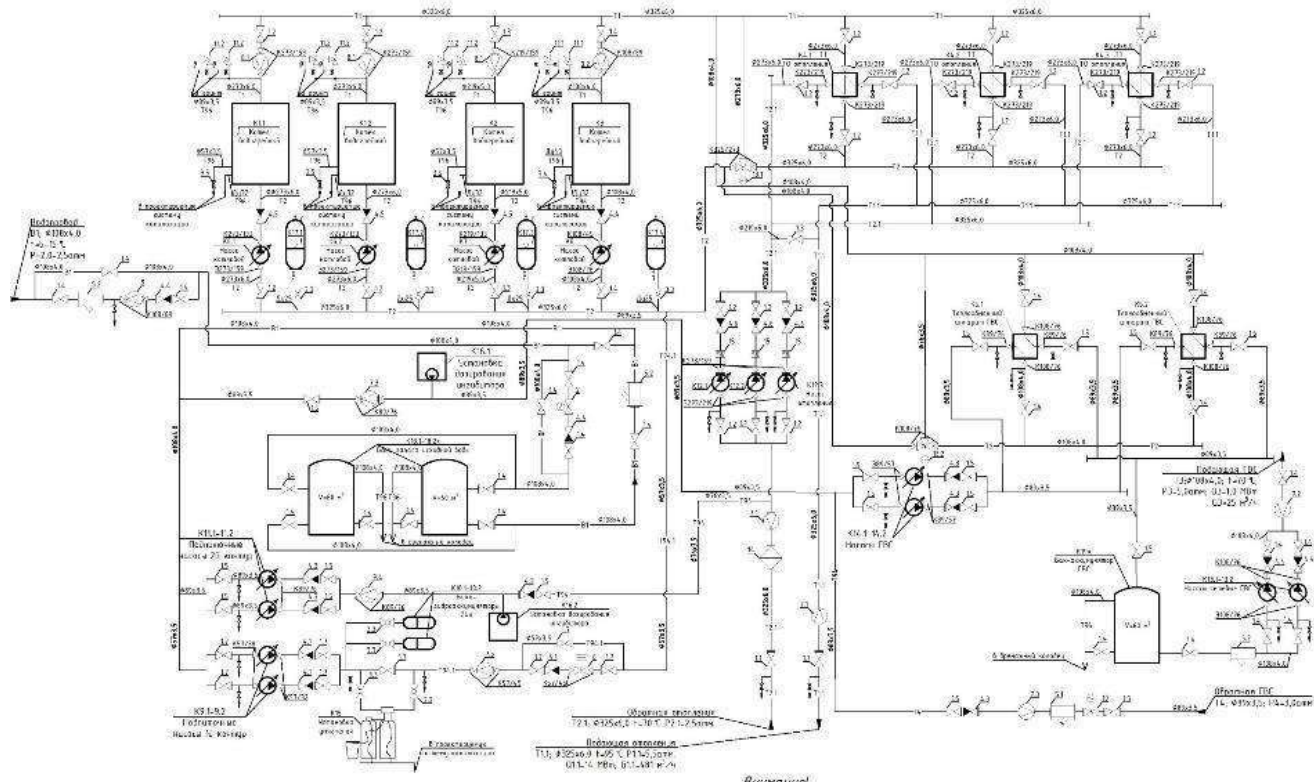


Рисунок 1.2.21 – Тепловая схема работы котельной №2М

Котельная №4

Котельная 4 расположена г. Новомосковск, Вахрушева, 34Б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.22. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.22 - Общий вид котельной №4 расположена г. Новомосковск, Вахрушева, 34Б.

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

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены газовые котлы марки АВ-10 в количестве 2 шт. с горелками подовыми трехрожковыми на систему отопления. В таблице 1.2.10 представлен перечень основного оборудования котельной №4.

На рисунках 1.2.23-1.2.24 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.10 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Колич.
1	Котел №5, №6	АВ-10	шт.	2
2	Сетевой насос	К50/80	шт	1
3	Сетевой насос	К165/85	шт.	1
4	Насос подпитки	К20/30	шт	2
5	Бак запаса воды		шт	1
6	Насос подпитки	К8/18	шт	2
7	Дымовая труба		шт	1

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.11.

Таблица 1.2.11 - 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	СГ16МТ-400-30-С ЕК260	№ 6072225 № 60311484	2006
2	Теплосчетчик	ТСРВ-043	№1801599	-
3	Счетчик х/в	СТВ-65Х	№610071 К 18	-
4	Счетчик э/э	Матрица NP73E.3-5-2	№03496937	2013
5	Счетчик э/э	Матрица NP73E.3-5-2	№03496942	2013



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №5 (заводской №24) котельной №4
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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,647	0,787	1,00
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,34	0,41	0,52
2.	Расход топлива	м ³ /ч	55	66	83
3.	Температура воздуха перед горелками	°С		26	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		4,3	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		3,6	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		51	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	62	65	70
8.	Расход воды через котёл	т/ч		29	
9.	Давление газа перед горелками №№1,2,3	кгс/м ²	20	30	50
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	10	10	16
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		1,8	
12.	Разрежение за котлом	кгс/м ²	1,7	2,7	4,0
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	247	270	279
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,8	7,4	4,0
15.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,8	7,8	9,6
16.	Избыток воздуха за котлом	%	87	51	25
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,04	13,95	13,47
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,52	9,32	9,19
19.	КПД котла (брутто)	%	76,44	77,04	77,34
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	186,89	185,44	184,72
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	-	-	-

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 вводу в эксплуатацию Бережной И.Д.
филиала ООО «ККС» филиала ООО «ККС»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.23 - Режимная карта котла №5 АВ-10



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

« 20 ноября 2014 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип АВ-10 №6 (заводской №25) котельной №4

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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,647	0,787	1,00
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,34	0,41	0,52
2.	Расход топлива	м ³ /ч	55	66	83
3.	Температура воздуха перед горелками	°С		26	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		4,3	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		3,6	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		51	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	62	65	70
8.	Расход воды через котёл	т/ч		29	
9.	Давление газа перед горелками №№1,2,3	кгс/м ²	20	30	50
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	10	10	16
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		1,8	
12.	Разрежение за котлом	кгс/м ²	1,7	2,7	4,0
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	247	270	279
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,8	7,4	4,0
15.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,8	7,8	9,6
16.	Избыток воздуха за котлом	%	87	51	25
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,04	13,95	13,47
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,52	9,32	9,19
19.	КПД котла (брутто)	%	76,44	77,04	77,34
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кг/т/Гкал	186,89	185,44	184,72
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	-	-	-

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

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
ООО «ККС»

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.24 - Режимная карта котла №6 АВ-10

Котельная №5

Котельная 5 расположена г. Новомосковск, Аварийная, 19А. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.25. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.25 - Общий вид котельной №5 расположена г. Новомосковск, Аварийная, 19А.

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

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены газовые котлы марки АВ-10 в количестве 4 шт. с горелками подовыми V-образными двухрожковыми на систему отопления. В таблице 1.2.12 представлен перечень основного оборудования котельной №5.

На рисунках 1.2.26-1.2.29 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.12 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки
1	Котел №1, №2, №3, №4	АВ-10	шт.	3	1957
2	Сетевой насос	Д200	шт	1	-
3	Сетевой насос	К160/85	шт.	1	
4	Насос подпитки	К20/30	шт	2	-
5	Бак запаса воды		шт	1	
6	Насос подпитки	К8/18	шт	1	
7	Дымовая труба	кирпич	шт	1	1957

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице.

Таблица 1.2.13 - 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	СГ16МТ-250-30-С ЕК260	№ 8031656 № 80319900	2008
2	Теплосчетчик	ТСРВ-043	№1801363	-
3	Счетчик х/в	ЭКО-50Ф	№144500054	-
4	Счетчик э/э	Матрица NP73E.3-5-2	№03496845	2013



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип АВ-10 №1 котельной №5
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая двухрешетчатая, 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
			0,181	0,364	0,47
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,13	0,24	0,34
2.	Расход топлива	м ³ /ч	22	38	54
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		17	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		5,2	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		5,0	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		50	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	54	58	62
8.	Расход воды через котёл	т/ч		30	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	25	50	80
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	85	85	85
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		3,0	
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	272	286	298
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,7	10,1	7,8
14.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	4,5	5,6	7,0
15.	Избыток воздуха за котлом	%	133	87	50
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	18,03	13,66	13,26
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,6	9,2	8,9
18.	КПД котла (брутто)	%	72,37	77,14	77,84
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	197,4	185,19	183,53
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	407	470	355

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.
 (Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)
 СПЕЦМОНТАЖАААААА

Рисунок 1.2.26 - Режимная карта котла №1 АВ-10



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип АВ-10 №2 котельной №5
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая двухрожковая, количество горелочных устройств – I,
 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
			0,20	0,339	0,453
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,14	0,24	0,33
2.	Расход топлива	м ³ /ч	25	39	51
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	17		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	55	58	61
8.	Расход воды через котёл	т/ч	30		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	25	50	80
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	60	60	60
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	281	293	309
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,5	10,1	7,8
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,8	6,1	7,6
15.	Избыток воздуха за котлом	%	144	83	55
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	19,02	13,26	12,57
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,8	9,4	9,1
18.	КПД котла (брутто)	%	71,18	77,34	78,33
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/ Гкал	200,71	184,71	182,37
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	260	251	283

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.)
 СПЕЦИМОНТАЖЛАДКА

Рисунок 1.2.27 - Режимная карта котла №2 АВ-10



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №3 котельной №5
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая двухрожковая, 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
			0,2	0,339	0,453
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,14	0,24	0,33
2.	Расход топлива	м ³ /ч	25	39	51
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	17		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	55	58	61
8.	Расход воды через котёл	т/ч	30		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	25	50	80
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	60	60	60
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	262	273	289
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,5	10,1	8,8
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,8	6,1	6,9
15.	Избыток воздуха за котлом		2,32	1,83	1,65
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	19,02	13,06	12,47
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,9	9,7	9,2
18.	КПД котла (брутто)	%	71,08	77,24	78,33
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/ Гкал	200,99	184,95	182,37
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	260	251	283

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 теплотехнике и испытаниям Бережной И.Д.
представитель ООО «ККС» представитель заводской организации ЗАО «СМГ»

 (Стрельников А.А.)  (Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.28 - Режимная карта котла №3 АВ-10



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №4 котельной №5
ООО «Новомосковская тепловая компания»

Тип горелочных устройств – подовая двухрожковая, 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
			0,181	0,364	0,47
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,13	0,24	0,34
2.	Расход топлива	м ³ /ч	22	37	53,9
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	17		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	54	58	62
8.	Расход воды через котёл	т/ч	30		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	25	50	80
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	85	85	85
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	272	286	298
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,7	10,1	7,8
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,5	5,6	7,0
15.	Избыток воздуха за котлом	%	133	87	50
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	17,73	12,86	12,84
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	10,0	9,9	9,42
18.	КПД котла (брутто)	%	72,27	77,24	77,74
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кг/т/Гкал	197,67	184,95	183,77
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	407	470	355

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 теплотехнике и энергетике Бережной И.Д. (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.29 - Режимная карта котла №4 АВ-10

Котельная №8

Котельная №8 расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Маяковского 32б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.30. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.30 - Общий вид котельной №8

Котельная 1947 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 котел №6 (Ланкаширский) и котел №4 (АВ-10). В котельной установлены четыре газовых водогрейных котла марки «Ланкаширский» (автоматика «Бурс-1С»), ВК-21 – 1 шт. (автоматика «Режим») и котел АВ-10 -1 шт. (автоматика «Бурс-1С»). Принципиальная схема котельной №8 по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.37. В таблице 1.2.14 представлен перечень основного оборудования котельной № 8 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.31-1.2.36 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.14 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год уст-ки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1,2,3,6	Ланкаширский	шт.	4	1959	Теплопроизводительность	0,9 МВт
2	Горелка	ГГТР-С-100	шт.	2 на котел	-	Теплопроизводительность	980 кВт 220-1500кВт
3	Котел №4	АВ-10	шт.	1	1959	Теплопроизводительность	0,5 МВт
4	Горелка	ГГТР-С-100	шт.	1	-	Теплопроизводительность	980 кВт
5	Котел №5	ВК-21 КСВа2,0Гс	шт.	1	2005	Теплопроизводительность	2 МВт
6	Горелка	ГГС-Б-2,2	шт.	1	-	Теплопроизводительность	2,2 МВт
7	Сетевые насосы № 1,2	4Д320-50	шт.	2	-	мощность	75 кВт, Q-320м ³ /ч H-50м
8	Насосы подпитки системы отопления	К60М	шт.	2	-	Напор, расход мощность	H=20 м., Q=60 м ³ /час 5кВт
9	Насосы ГВС циркуляция	1К80-65-160 УС1	шт.	2	-	Напор, расход мощность	H=32 м., Q=50 м ³ /час 7,5кВт
10	Насос подпитки ГВС	К8-18	шт.	1	-	Напор, расход мощность	H=18 м., Q=8 м ³ /час 2,2кВт
11	Насос дозатор	EKNITEX-ГВС GRUNDFOS DMI 1-10- OT	шт.	2	-	Произв-ность	1 л/час
12	Дымовая труба	Одноствольная кирпичная	шт.	1	1959	Высота диаметр	35м 1400 мм
13	Бак аккумулятор ГВС	Сталь	шт.	1		Емкость	16 м ³
14	Бак запаса исходной воды	Сталь	шт.	1		Емкость	35 м ³



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №1 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГГР-С-100, 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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,44	0,68	0,98
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,4	0,66	0,95
2.	Расход топлива	м ³ /ч	77	117	16,2
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	-		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	38		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	49	55	63
8.	Расход воды через котёл	т/ч	40		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/см ²	0,1	0,2	0,3
10.	Степень открытия воздушного регистра	мм	20	35	50
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	142	177	209
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,6	9,4	6,8
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,7	6,5	8,0
15.	Избыток воздуха за котлом	-	2,5	1,81	1,48
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	26,234	21,376	20,992
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,77	9,09	8,14
18.	КПД котла (брутто)	%	63,996	69,534	70,868
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгуг/ Гкал	223,23	205,45	201,58
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	341	190	115

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.
Пос. Первомайский ООО «ККС» Пос. Первомайский, производственный филиал ЗАО «СМО»

 (Стрельников А.А.) (Березной И.Д.)

Рисунок 1.2.31 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №2 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТТР-С-100, количество горелочных устройств – 2,
 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
			0,45	0,75	1,0
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,46	0,59	0,99
2.	Расход топлива	м ³ /ч	72	91	155
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	20		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,0		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,4		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	45		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	51	54	58
8.	Расход воды через котёл	т/ч	80		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/см ²	0,12	0,24	0,36
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	22	40	60
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	234	278	356
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,3	8,9	6,4
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,0	6,8	8,2
15.	Избыток воздуха за котлом		1,96	1,74	1,44
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	11,325	11,24	12,685
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,5	8,97	8,84
18.	КПД котла (брутто)	%	79,175	79,79	78,475
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	180,43	179,04	182,08
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	388	309	222

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 заводской организации ЗАО «СМГ»


 (Стрельников А.А.)
  (Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.32 - Режимная карта котла №2



**РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №3 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»**

Тип горелочных устройств – ГТТР-С-100, 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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,46	0,59	0,99
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,44	0,68	0,98
2.	Расход топлива	м ³ /ч	69	106	152
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	-		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	38		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	50	53	65
8.	Расход воды через котёл	т/ч	40		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/см ²	0,1	0,2	0,3
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	20	35	50
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	125	138	207
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	16,2	17,2	16,4
14.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	2,51	2,52	2,19
15.	Избыток воздуха за котлом	-	2,14	1,57	1,44
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	11,768	12,368	12,5
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,57	8,56	8,12
18.	КПД котла (брутто)	%	78,662	79,072	79,38
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	181,61	180,67	179,97
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	231	121	110

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 1.2.33 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №4 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТТР-С-100, 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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,42	0,62	0,80
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,21	0,31	0,4
2.	Расход топлива	м ³ /ч	33	48	63
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	15		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,0		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	3,4		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	53	55	57
8.	Расход воды через котёл	т/ч	60		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/см ²	0,025	0,05	0,1
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	15	20	30
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	139	160	173
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	13,5	13,3	10,6
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	4,6	4,8	6,3
15.	Избыток воздуха за котлом	%	182	173	104
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	12,088	11,203	11,886
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,66	9,52	9,35
18.	КПД котла (брутто)	%	78,252	79,277	78,764
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	182,56	180,2	181,37
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	109	367	162

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.
представитель филиала организации ЗАО «СМН»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.34 - Режимная карта котла №4



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КСВа20Гс(ВК-21) №5 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТС-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.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	31,4	90,12
2.	Расход топлива	м ³ /ч	0,54	1,55
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	73	209
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	15	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,5	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	4,5	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	40	
8.	Расход воды через котёл	т/ч	49	66
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	60	
10.	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	250	1550
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	45	155
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	5	30
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	70	110
14.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	5,9	5,0
15.	Избыток воздуха за котлом	%	8,51	9,01
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	1,39	1,31
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	4,124	3,976
18.	КПД котла (брутто)	%	5,01	4,44
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	90,866	91,584
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	157,22	155,98

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



СОГЛАСОВАНО: Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по теплотехнике и энергетике Бережной И.Д.
 (Стрельников А.А.)  (Бережной И.Д.)
 СПЕЦМОНТОР ФИЛИАЛА

Рисунок 1.2.35 - Режимная карта котла №5



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Ланкаширский №6 котельной №8
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройства – ГТТР-С-100, 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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,45	0,75	1
2.	Расход топлива	м ³ /ч	72	118	155,6
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	20		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,0		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,4		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	45		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	50	53	57
8.	Расход воды через котёл	т/ч	80		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/см ²	0,12	0,24	0,36
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	22	50	60
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	198	217	255
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	12,0	13,6	12,8
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	4,1	4,4	4,8
15.	Избыток воздуха за котлом	%	163	184	159
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	13,171	12,881	11,985
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,5	8,97	8,84
18.	КПД котла (брутто)	%	77,329	78,149	79,175
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	184,74	182,8	180,43
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	456	314	250

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 1.2.36 - Режимная карта котла №6

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.15.

Таблица 1.2.15 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора
1	Холодная вода	ВДТХ-50	-
2	Холодная вода	СТВ-50Х	-
3	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ ТСРВ-043 ВЗЛЕТ ТСРВ-026М	1801595 1601840

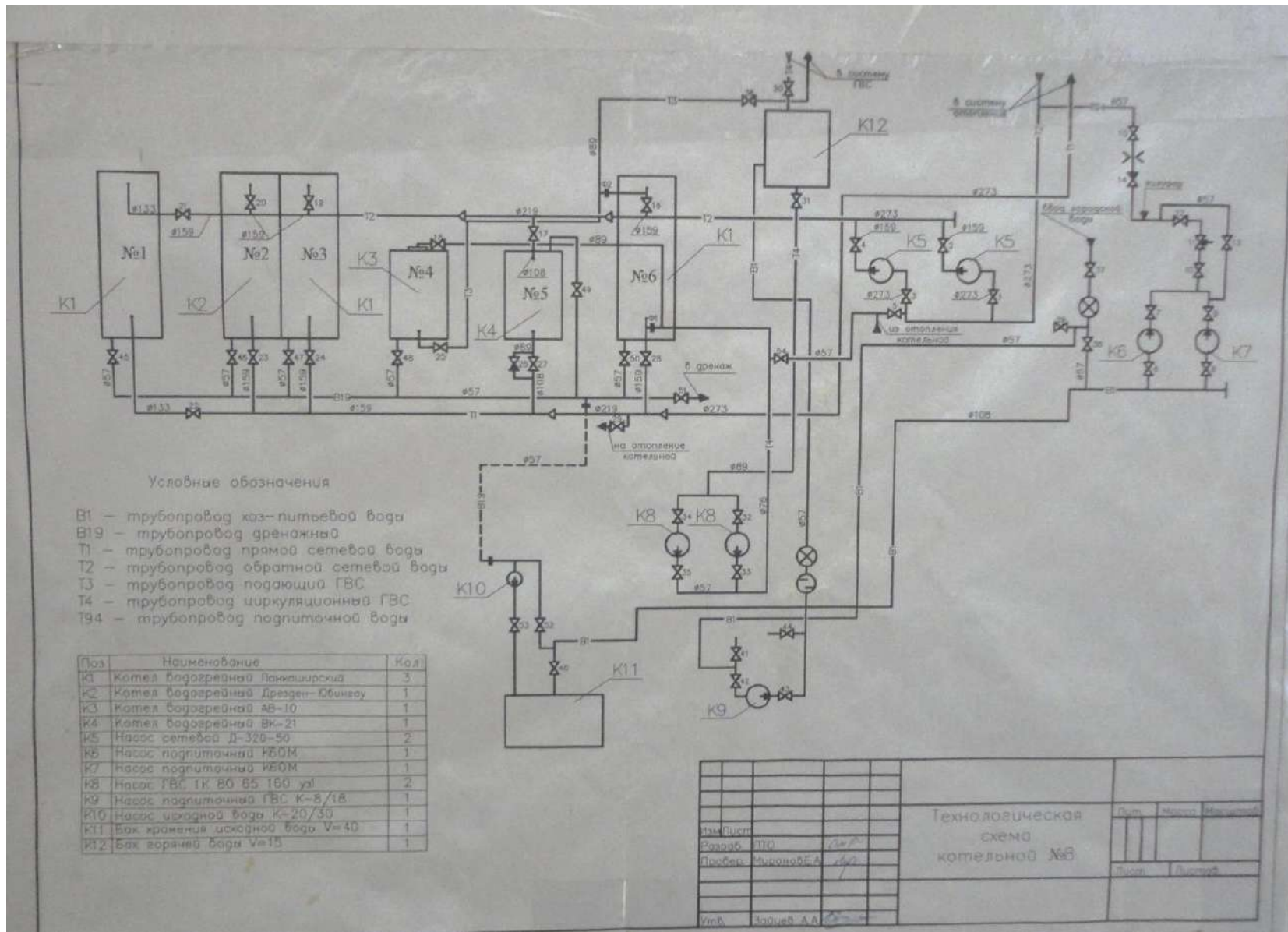


Рисунок 1.2.37 - Принципиальная схема котельной № 8

Котельная №10

Котельная №10 расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Мира 15в. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.38. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.38 - Общий вид территории котельной №10

Котельная 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 пароводяные теплообменные аппараты №1-6м³, №2-6м³, №3-4м³. Установлены три газовых стальных водогрейных котла марки КСВа-2,5 – 2 шт. (автоматика БУК-12), ВК-21 – 1 шт. (автоматика БУК-4М) и паровой котел Е-1,6-0,9ГМН -1шт. (автоматика БУК-4ПМ). Принципиальная схема котельной №10 по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.44. В таблице 1.2.16 представлен перечень основного оборудования котельной №10 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.39-1.2.42 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.16 - 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	Е-1,6-09ГМН	шт.	1	1997	Паропроизводительность	1,6 т/час
2	Горелка	ГГ2	шт.	1	-	Теплопроизводительность	
3	Питательный насос	АН 2/16	шт.	2	-	подача, м³/ч мощность	2 м³/ч 2,2кВт
4	Котел №2,4	КСВа-2,5Гс	шт.	2	1997	Теплопроизводительность	2,5 МВт
5	Горелка	ГБ-2,7	шт.	1	-	Теплопроизводительность	
6	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14/46	шт.	2	2005	мощность	4 кВт
7	Дымосос	ВДН-8	шт.	2	-	мощность	11кВт, 23 А 970 об/м
8	Котел №3	КСВа-2.0 (БК-21)	шт.	1	-	Теплопроизводительность	2,0 МВт
9	Горелка	ГГС-2,1	шт.	1	1990	Теплопроизводительность	
10	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14/46	шт.	1	-	мощность	4 кВт
11	Дымосос	ВДН-8	шт.	1	-	мощность	11кВт, 23 А 970 об/м
12	Сетевой насос №1	1Д315-50	шт.	1	-	мощность	75 кВт, 2975 об/м 135А
13	Сетевой насос №2	1Д315-50	шт.	1	2016	мощность	75 кВт, 2975 об/м 135А
14	Подпиточные насосы	К-60М	шт.	1	-	Напор, расход мощность	Н=20 м. Q=60м³/час 7,5кВт
		ФГ-25	шт.	1	-	Напор, расход мощность	Н=20 м., Q=60 м³/час 4кВт
15	Солевой насос	К20/30	шт.	1	-	Напор, расход мощность	Н=30 м., Q=20 м³/час 3.5кВт
16	Солевой насос	К60М	шт.	1	-	Напор, расход мощность	Н=20 м., Q=60 м³/час 4кВт
17	Насосы ГВС	К80-50-200	шт.	2	-	Напор, расход мощность	Н=50 м., Q=50 м³/час 15кВт
18	Конденсатные насосы	К8/18 К20/30	шт.	2	-	мощность	1,5кВт 4кВт
19	Установка ХВО	NaCa	шт.	1	-	Произв-ность Диаметр фильтров	136 м³/час 1500 мм, 1000мм Н-3м
20	Нагреватель паровой	СТД-2,5(ВПЕ)	шт.	3	-	Рабочий объем	2,5м³
21	Конденсатная емкость	Сталь	шт.	1	-	Объем	15 м³
22	Аккумуляторные ёмкости	Сталь	шт.	2	-	Мощность эл.дв.	50 м³
23	Дымовая труба	Одноствольная	шт.	4	2016	Высота диаметр	8 м 600 мм



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип Е-1,6-0,9ГМН ст.№1 (рег. №14808) котельной №10
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГТ2, количество горелочных устройств – 1,
вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – паровой

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
1.	Паропроизводительность	т/ч	0,486	0,956
2.	Расход топлива	м ³ /ч	0,777	1,529
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	73	141
4.	Давление питательной воды перед котлом	кгс/см ²		17
5.	Температура питательной воды перед котлом	°С		10,5
6.	Давление пара в барабане (избыточное)	кгс/см ²		50
7.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	3,0	3,0
8.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	50	75
9.	Разрежение (наддув) в топке	кгс/м ²	30	46
10.	Разрежение (наддув) в топке	кгс/м ²	+10 + +12	+20
11.	Температура уходящих газов за котлом	°С	187	195
12.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,4	10,7
13.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	7,5	6,8
14.	Избыток воздуха за котлом	%	67	110
15.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,64	8,37
16.	Потери тепла в окружающую среду	%	5,56	4,83
17.	КПД котла (брутто)	%	85,8	86,8
18.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/т/Гкал	166,5	164,58
19.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	105	107

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

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

Рисунок 1.2.39 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КСВа-2,5-Гс №2 котельной №10
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБ-2,7, 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
			0,377	0,465	0,642
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,81	1,00	1,38
2.	Расход топлива	м ³ /ч	120	145	198
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	21		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,8		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,5		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	43		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	52	54	58
8.	Расход воды через котёл	т/ч	90		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	350	500	850
10.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	13	21	40
11.	Разрежение за котлом	кгс/м ²	7,5		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	139	142	143
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	4,3	5,2	6,0
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	9,8	8,9	8,8
15.	Избыток воздуха за котлом	%	27	31	38
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,299	8,916	9,879
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,43	6,02	4,36
18.	КПД котла (брутто)	%	83,271	85,064	85,761
19.	Удельный расход топлива на выработку изотеплоэнергию	кгут/ Гкал	171,56	167,94	166,58
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	155	146	123

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.
(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.40 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КСВа-2,0-Гс (ВК-21) №3 котельной №10
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГГС-2,1, 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
			0,418	0,523	0,756
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,72	0,9	1,3
2.	Расход топлива	м ³ /ч	105	130	187
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	21		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,8		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,5		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	43		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	53	56	62
8.	Расход воды через котёл	т/ч	70		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	300	500	1100
10.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	40	60	117
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	1,5		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	111	124	142
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	3,8	2,6	2,6
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	9,8	10,4	10,5
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,22	1,14	1,14
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,142	9,387	10,439
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,69	5,35	3,7
18.	КПД котла (брутто)	%	84,168	85,263	85,861
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	169,73	167,55	166,38
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	122	115	94

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» Служба надзора и испытаний ЗАО «СМГ»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.41 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КСВа-2,5-Гс №4 котельной №10
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБ-2,7, количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_u^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Единиц. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)			
			1	2	3	4
			0,39	0,479	0,61	0,665
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,84	1,03	1,32	1,43
2.	Расход топлива	м ³ /ч	124	150	189	207
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	21			
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,9			
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,2			
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	44			
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	53	55	59	60
8.	Расход воды через котёл	т/ч	90			
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	350	500	750	850
10.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	18	32	52	56
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	1,5			
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	90	104	115	120
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,1	5,6	5,1	4,7
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	8,4	8,7	9,1	9,3
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,41	1,36		1,29
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,469	9,295	8,57	10,626
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	7,16	5,84	5,37	4,21
18.	КПД котла (брутто)	%	83,371	84,865	86,06	85,164
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	171,35	168,33	166,0	167,74
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	146	142	136	120

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 владению и испытаниям Бережной И.Д.
(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.42 - Режимная карта котла №4

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.17.

Таблица 1.2.17 - 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-Т1-0,2-250/1,6 Счётчик газа СГ 16 МТ-250-40-С Корректор объема газа ЕК 260	2807180	2008
2	Электроэнергия	Матрица NP73L/3-5-2	03488719	2013
3	Холодная вода	WPD 80	-	-
4	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ TCP-026M	1703864 1701558	-

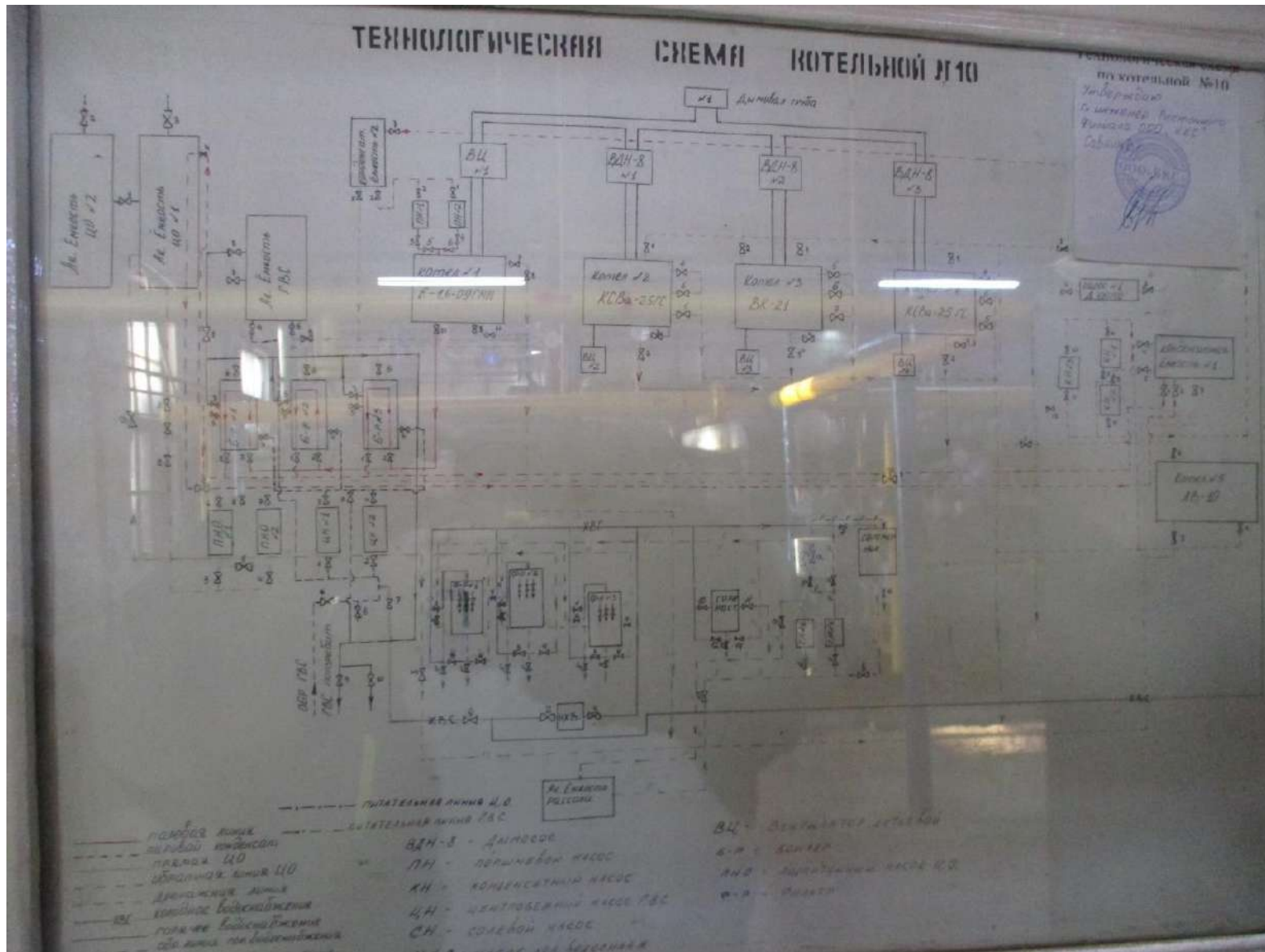


Рисунок 1.2.43 - Принципиальная схема котельной №10

Котельная №12м

Блочно-модульная котельная мощностью 15МВт построена взамен существующей морально и физически устаревшей котельной №12, расположенной в западной части г. Новомосковск. Было произведено переключение потребителей котельной №12 и части потребителей котельной №34 с частичной реконструкцией тепловых сетей. Комплекс данных мероприятий повысил надежность и эффективность функционирования объектов теплоснабжения города, а также сократил тепловые потери при передаче тепловой энергии.

Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.45. На рисунках 1.2.46-1.2.47 представлены фотографии машинного зала котельной.



Рисунок 1.2.45 - Общий вид котельной 12м



Рисунок 1.2.46 - Общий вид котлоагрегатов котельной 12м



Рисунок 1.2.47 - Общий вид теплообменного оборудования котельной 12м

На рисунках 1.2.48-1.2.50 представлены карты режимно-наладочных испытаний.



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ТМ -5,0-115 СН) ст.№ 1
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 12м мощностью 15,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, ул.Школьная, д.1,сооружение 1
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 42,3	максимальная 98
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1817103	4208010
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	175	175
3	Температура воды до котла	°С	77	80
4	Температура воды после котла	°С	87	104
5	Давление воды до котла	МПа	0,43	0,43
6	Давление воды после котла	МПа	0,42	0,42
7	Расход газа	ст.м /ч	250	592
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	11,2	84,9
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,2	17,7
11	Температура уходящих газов	°С	127,3	178,3
12	Давление в топке	кПа	0,0	0,35
13	Разрежение за котлом	Па	34,5	49,3
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,7
	O ₂	%	3,8	3,8
	NO+NO ₂	ppm	79	82
	CO	ppm	4	6
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,866	10,224
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,54	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,594	87,546
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг/ут, Гкал	159,45	163,18

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

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

Рисунок 1.2.48 - Режимная карта котла №1



УТВЕРЖДАЮ:

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

24 Sept 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ГМ -5,0-115 СН) ст.№2
оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
в котельной № 12м мощностью 15,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
область, г.Новомосковск, ул.Школьная, д.1,сооружение 1
при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 42,8	максимальная 98,7
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1838965	4243342
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	175	175
3	Температура воды до котла	°С	71	77
4	Температура воды после котла	°С	82	101
5	Давление воды до котла	МПа	0,43	0,43
6	Давление воды после котла	МПа	0,42	0,42
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	253	598
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	11,1	82,7
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,4	17,5
11	Температура уходящих газов	°С	117,4	173,4
12	Давление в топке	кПа	0,0	0,35
13	Разрежение за котлом	Па	32,9	52,1
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,7
	O ₂	%	3,8	3,7
	NO+NO ₂	ppm	72	70
	CO	ppm	3	5
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,791	10,29
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,53	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,679	87,48
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	КГул; Гкал	159,3	163,3

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
председатель ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.
председатель контрольной организации ЗАО «СНП»

ЗАКОН
СПЕЦМОНТАЖА
(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.49 - Режимная карта котла №2


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

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ГМ-5,0-115 СН) ст.№3
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 12м мощностью 15,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, ул.Школьная, д.1,сооружение 1
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	42,8	98,7
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	1813965	4263342
3	Температура воды до котла	°С	175	175
4	Температура воды после котла	°С	71	77
5	Давление воды до котла	МПа	82	101
6	Давление воды после котла	МПа	0,43	0,43
7	Расход газа	ст.м /ч	0,42	0,42
8	Давление газа перед котлом	кПа	249	599
9	Давление газа перед горелкой	кПа	40	40
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	11,1	82,7
11	Температура уходящих газов	mbar	2,4	17,5
12	Давление в топке	°С	117,4	173,4
13	Разрежение за котлом	кПа	0,0	0,35
14	Содержание за котлом: СО ₂	Па	32,9	52,1
	О ₂	%	9,6	9,7
	NO+NO ₂	%	3,8	3,7
	СО	ppm	72	70
15	Кoeffициент избытка воздуха за котлом	ppm	3	5
16	Потери тепла с уходящими газами		1,20	1,19
17	Потери тепла в окружающую среду	%	8,018	10,034
18	Потери тепла с химнедожегом	%	2,53	2,23
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	0,0	0,0
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	%	89,452	87,736
		КГул; Гкал	159,7	162,83

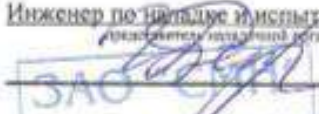
СОГЛАСОВАНО: СОСТАВИЛ:
 Начальник службы КИПиА Стрельников А.А. Инженер по наладке испытаний Бережной И.Д.
проектирование ООО «ККС» проектирование котельной организации ЗАО «СМТ»
 
 (Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)


Рисунок 1.2.50 - Режимная карта котла №3

Котельная №13

Котельная №13 расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Октябрьская 21б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.51. Территория котельной имеет ограждения.



Рисунок 1.2.51 - Общий вид территории котельной №13

Котельная 1950 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).

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). Установлены четыре газовых водогрейных котла марки КВа—2,5 – 2 шт. (автоматика КСУМ-1) и два котла «ВК-21» (котел №4 находится в монтаже по автоматике безопасности КСУМ-1).

Принципиальная схема котельной №13 по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.55.

В таблице 1.2.20 представлен перечень основного оборудования котельной №13 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.52-1.2.54 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.20 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол.	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел № 1,4	КВа-2,0-Гс (БК-21)	шт.	2	2008	Теплопроизводительность	1,86 Гкал/ч
2	Горелка	ГГС-2.2 ГГС-Б-2.2	шт.	2	2011	Теплопроизводительность	2,2 МВт
3	Котел № 2,3	КВа-2,5	шт.	2	-	Теплопроизводительность	2,15 Гкал/ч
4	Горелка	ГГВ-200	шт.	2	-	Теплопроизводительность	2,35 МВт
5	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14-46	шт.	3	2013	Мощность	4 кВт 3000 об/мин
6	Дымосос	ВДН-9	шт.	4	-	Мощность	11 кВт 970 об/мин
7	Сетевой насос № 1,2,3	WILO BL80/165-22/2	шт.	3	-	Мощность напор	22 кВт, 38.6А Н-33м Q-100м³/ч 2900
8	Устройство плавный пуск	Schneider Altistart 22	шт.	3	-	мощность	22 кВт, 47А
9	Подпиточные насосы №1,2,3	K20/30	шт.	3	-	Напор, расход мощность	Н=30 м. Q=20м³/час 4кВт, 8,2А
10	Преобразователи частоты НП	ПЧВ ОВЕН	шт.	2		мощность	4 кВт, 9,0А 11 кВт, 23А
11	Насос-дозатор реагента	COMPACT DPT 200 GRUNDFOS ALLDOS DMI	шт.	2	-	Отопление	-
12	Бак запаса исходной воды	Сталь изовер	шт.	1	-	Объём	2*55 м³
13	Дымовая труба	Одноствольная металл	шт.	1	2017	Высота диаметр	30 м 1000 мм



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КСВа-2,0-Гс (ВК-21) №1 котельной №13
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГГС-Б-2,2, количество горелочных устройств – 1,
 вид топлива-природный газ с $Q_n^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – вологрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,478	0,623	0,769
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,89	1,16	1,43
2.	Расход топлива	м ³ /ч	132	171	211
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		18	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		4,7	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		4,6	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		54	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	64	67	70
8.	Расход воды через котёл	т/ч		90	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	700	1100	1500
10.	Давление воздуха перед горелкой	кгс/м ²	70	100	115
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		1,5	
12.	Разрежение за котлом	мм	2,5	2,5	2,5
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	149	162
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	8,4	5,8	4,8
15.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	7,1	8,6	9,1
16.	Избыток воздуха за котлом	%	43	35	26
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	11,353	11,832	12,78
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	5,85	4,49	3,64
19.	КПД котла (брутто)	%	82,797	83,678	83,58
20.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	172,54	170,72	170,92
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	146	117	126

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.)
 ЗАО «СМН»
 СПЕЦМОНТАЖМАЛКА

Рисунок 1.2.52 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-2,5 №2 котельной №13
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. измерен.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,565	0,724
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	1,21	1,56
2.	Расход топлива	м ³ /ч	180	229
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	18	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,9	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,1	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	50	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	58	60
8.	Расход воды через котёл	т/ч	161	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	1100	1500
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	60	80
11.	Разрежение за котлом	кгс/м ²	5,0	5,0
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	128	135
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,9	6,7
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,0	8,4
15.	Избыток воздуха за котлом	%	45	47
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	11,467	11,171
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	5,54	4,76
18.	КПД котла (брутто)	%	82,993	84,069
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кг/тГкал	172,13	169,93
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	-	-

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 метрологии и испытаниям Бережной И.Д.

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.53 - Режимная карта котла 2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВа-2,5 №3 котельной №13
Восточного филиала ООО «ККС»

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

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измерен.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,51	0,827
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	1,1	1,78
2.	Расход топлива	м ³ /ч	163	263
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		12
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		5,0
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		4,2
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		45
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	52	58
8.	Расход воды через котёл	т/ч		161
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	850	1450
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	50	80
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	5	5
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	112	123
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,6	6,4
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,9	8,0
15.	Избыток воздуха за котлом	%	53	42
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,891	10,098
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	6,92	6,42
18.	КПД котла (брутто)	%	83,189	83,482
19.	Удельный расход топлива на выработанную тепловую энергию	кг/т/Гкал	171,13	171,12
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	-	-

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

СОГЛАСОВАНО:
Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
Инженер по работе в котельных Березной И.Д.

СОСТАВИЛ:
Инженер по работе в котельных Березной И.Д.

Рисунок 1.2.54 - Режимная карта котла № 3

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.21.

Таблица 1.2.21 - 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-Т2-0,2-650/1,6 Счётчик газа СГ 16 МТ-650-40-С Корректор объема газа ЕК 260	2711167	2007
2	Электроэнергия	Матрица NP542,24Т-4P5RLnI	3 05059760 А	2011
3	Электроэнергия	Матрица NP73E/3-6-2	3 05059891 А	2011
4	Счетчик воды	ЗАО Тепловодемер	00053	2007
5	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ TCP-043	1801735	-

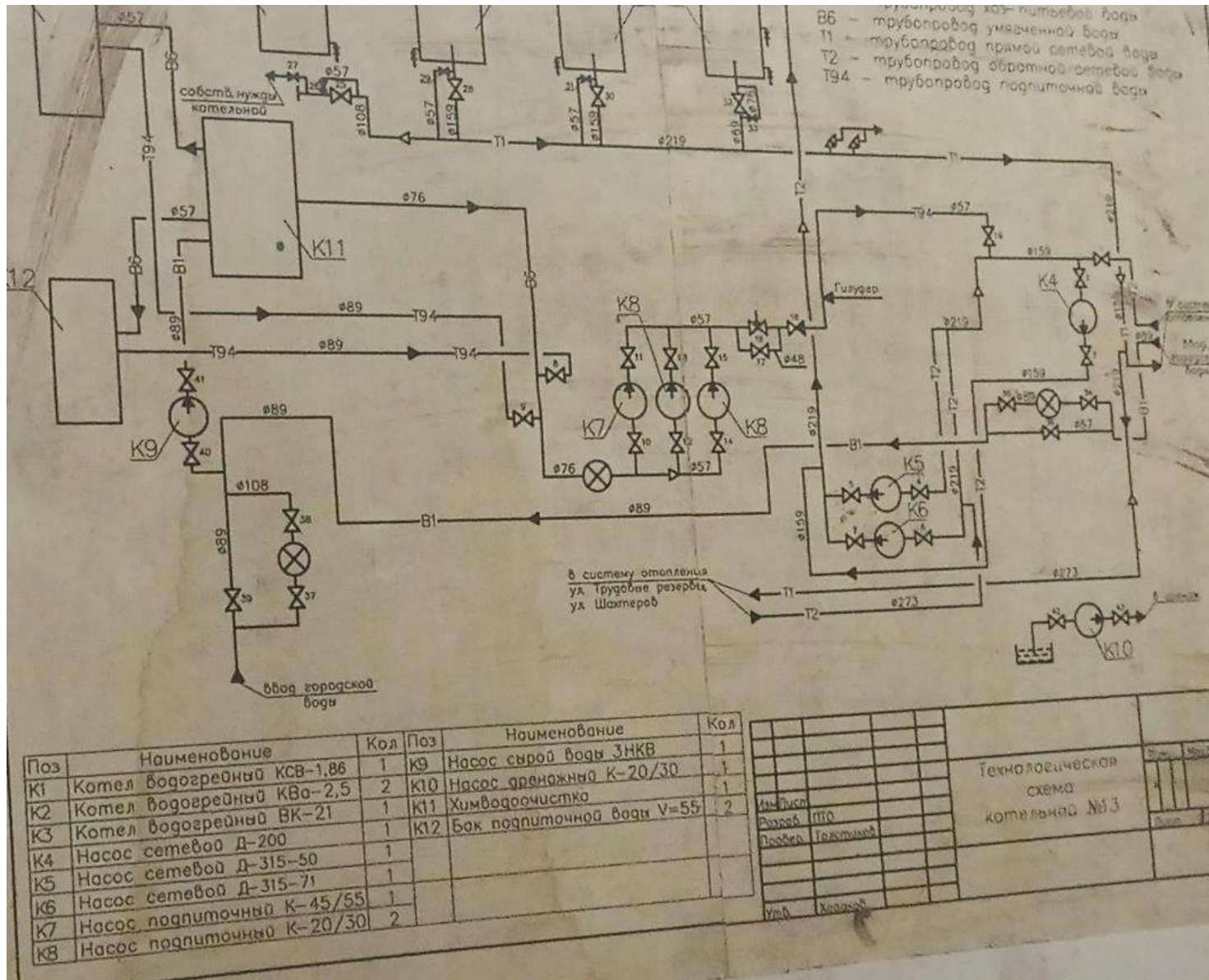


Рисунок 1.2.55 - Принципиальная схема котельной №13

Котельная №13а

Котельная №13а расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Комсомольская 10а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.56. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.56 - Общий вид территории котельной №13а

Котельная 1956 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 отдельные два котла на нужды 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). Установлены пять газовых водогрейных котла марки КВС-70 – (автоматика КСУ-ЗВМ). Два котла «ROSSEN RS-A-100 КВа-0,96» (установлены отдельно) на нужды ГВС (автоматика «Honeywell VK4100»). В таблице 1.2.22 представлен перечень основного оборудования котельной №13а и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.57-1.2.61 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.22 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изме р.	Коли ч.	Год установ ки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел № 1,2,3,4,5	КВС-70	шт.	5	1995 1996 1997	Теплопроизводительность	0,9 Гкал/ч
2	Горелка № 1,2,3,4,5	ГБЛ-1,2	шт.	5	1995	Теплопроизводительность	
3	Котел № 1,2	ROSSEN RS-A-100 КВа-0,96	шт.	2	2016	Теплопроизводительность	0,09 Гкал/ч
4	Горелка	Атмосферная	шт.	1	2016	Теплопроизводительность	

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Колич.	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
						ость	
5	Сетевой насос №1,2	ДЗ15/50Б	шт.	2	-	Мощность напор	45 кВт, 145А Н=36м Q=230м³/ч
6	Подпиточные насосы №1,2,3	К20/30	шт.	3	1980	Напор, расход мощность	Н=30 м. Q=20м³/час 4кВт, 8,2А
7	Насосы ГВС циркуляции №1,2	WILO IPL 40/160-4/2	шт.	2	2016	Напор, расход мощность	Н=32 м., Q=15 м³/час 4 кВт, 7,84А 2920
8	Насосы подпитки ГВС	1К8/18У31	шт.	2	-	Напор, расход мощность	Н=16 м., Q=8 м³/час 1,2 кВт, 8,4А
9	Насос-дозатор реагента	ALLOOS EKNITEX	шт.	2	-	Отопление ГВС	-
10	Аккумуляторная ёмкость ГВС	Сталь изовер	шт.	1	2015	Мощность эл.дв.	3.5 м³
11	Бак запаса исходной воды	Сталь изовер	шт.	1	-	Мощность эл.дв.	55 м³
11	Дымовая труба	Одноствольная металл	шт.	1	2017	Высота диаметр	23,3м 950 мм



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 ст. №1 котельной №13а
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-1,2, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,8	1,0
2.	Расход топлива	м ³ /ч	91	111
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		24
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		6,8
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		5,8
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		48
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	55	59
8.	Расход воды через котёл	т/ч		80
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	150	500
10.	Давление воздуха на горелке	кгс/м ²	22	54
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,5	2,5
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	190	206
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,3	6,8
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,0	8,0
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,96	1,48
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,97	13,28
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,13	8,92
18.	КПД котла (брутто)	%	75,9	77,8
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгт/Гкал	188,22	183,62
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	103	112

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.
Восточного филиала ООО «ККС» пос. Первомайский, котельная №13а ЗАО «СМГ»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.57 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 ст. №2 котельной №13а
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-1,2, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,571	0,943
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,4	0,66
2.	Расход топлива	м ³ /ч	65	105
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	19	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	6,2	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,2	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	40	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	45	48
8.	Расход воды через котёл	т/ч	80	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	145	410
10.	Величина открытия воздушного регистра	мм	28	106
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0	2,5
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	273	346
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,5	4,9
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,1	9,2
15.	Избыток воздуха за котлом	%	45	34
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,1	13,53
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,9	8,97
18.	КПД котла (брутто)	%	76	77,5
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	187,97	184,33
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	164	139

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.
Восточный филиал ООО «ККС» Восточный филиал ООО «ККС»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.58 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 ст. №3 котельной №13а
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-1,2, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,666	1,0
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,4	0,6
2.	Расход топлива	м ³ /ч	65	96
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	20	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	6,6	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	6,2	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	54	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	61	64
8.	Расход воды через котёл	т/ч	63	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	150	510
10.	Величина открытия воздушного регистра	мм	24	110
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,5	2,5
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	287	357
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	9,9	6,2
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	6,5	8,2
15.	Избыток воздуха за котлом	%	89	42
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,9	14,61
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,30	8,29
18.	КПД котла (брутто)	%	75,8	77,1
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кг/т Гкал	188,47	185,29
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	92	78

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.
Представитель ООО «ККС» Представитель производственной организации ЗАО «СМГ»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.59 - Режимная карта котла № 3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип КВС-70 ст. №4 котельной №13а
 Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-1,2, количество горелочных устройств –1,
 вид топлива-природный газ с $Q_u^p=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,714	1,0
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,50	0,70
2.	Расход топлива	м ³ /ч	81	111
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	24	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	6,6	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,5	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	46	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	52	56
8.	Расход воды через котёл	т/ч	80	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	150	400
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	22	80
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,5	3,0
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	225	266
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,0	3,9
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,0	9,7
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,49	1,23
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,4	13,39
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,5	9,11
18.	КПД котла (брутто)	%	76,1	77,5
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кгут/ Гкал	187,72	184,33
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	107	111

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 филиала котельной организации ЗАО «СМО»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.60 - Режимная карта котла №4



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип КВС-70 ст. №5 котельной №13а
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-1,2, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,666	1,0
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,4	0,6
2.	Расход топлива	м ³ /ч	65	96
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		20
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		6,2
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		6,6
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		54
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	61	64
8.	Расход воды через котёл	т/ч		63
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	160	476
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	32	105
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		3 + 4
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	247	277
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	5,9	4,7
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,5	9,2
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,39	1,29
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,5	13,57
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,30	9,13
18.	КПД котла (брутто)	%	76,2	77,3
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кг/т Гкал	187,48	184,81
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	82	117

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

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

Рисунок 1.2.61 - Режимная карта котла №5

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.23.

Таблица 1.2.23 - 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-Т1-0,2-650/1,6 Счётчик газа СГ 16 МТ-650-40-С Корректор объема газа ЕК 260	2711150	2007
2	Природный газ	СГ-ТК-Д-16 Счётчик газа ВК G10 Корректор объема газа ТС220	4504056	2006
3	Электроэнергия	Матрица NP73E/3-6-2	03807425	2016
4	Электроэнергия	Матрица NP73E/3-6-2	03807444	2016
5	Холодная вода	SENSUS WP-Dinamic 50	-	-
6	Счетчик воды	ЭКОМЕРА 32	1500000429	-
7	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ ТСР-043	1801646	-

Котельная №14

Котельная №14 расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Мира 5в. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.62. Территория котельной имеет ограждения.

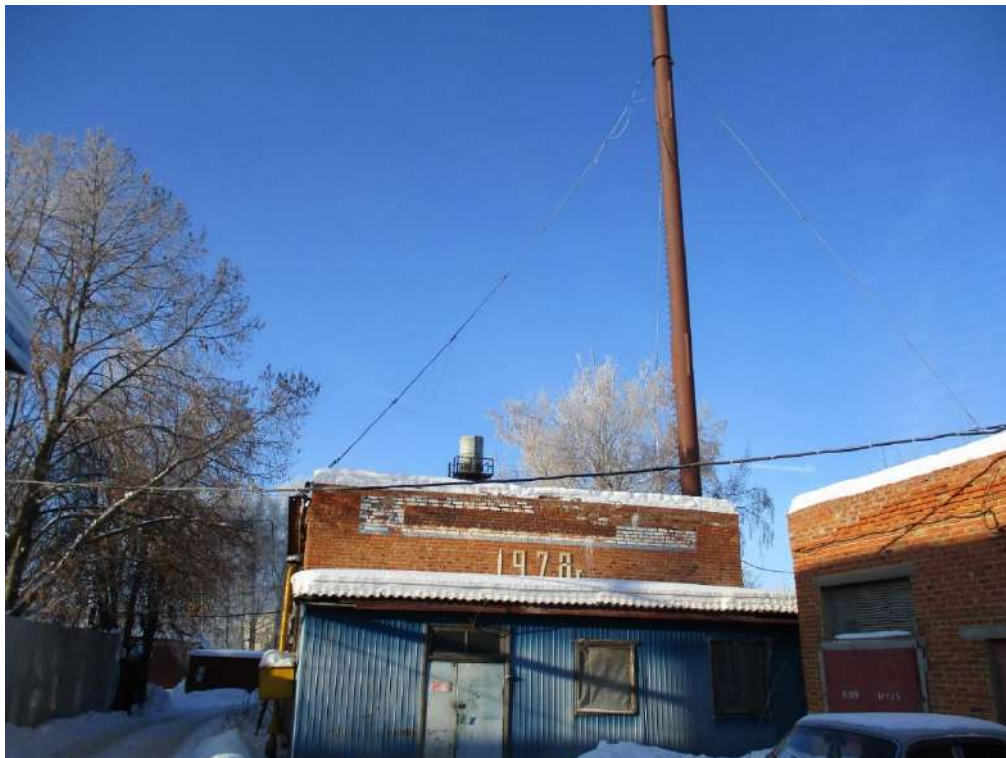


Рисунок 1.2.62 - Общий вид территории котельной №14

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). Установлены пять газовых водогрейных котла марки АВ-10 – (автоматика БУРС-1С). Три котла (№3,5,6) работают на отопление. Два котла (№2,4) на нужды ГВС.

Принципиальная схема котельной №14 представлена на рисунке 1.2.68.

В таблице 1.2.24 представлен перечень основного оборудования котельной №14 и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.63-1.2.67 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.24 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изме-р.	Кол-во.	Год установ-ки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел № 2,3,4,5,6	АВ-10	шт.	5	1998	Теплопроизводительность	0,8 Гкал/ч - 3шт 0,7Гкал/ч - 2шт
2	Горелка № 2,3,4,5,6	Подовая трехрожковая	шт.	5*3	-	Теплопроизводительность	
3	Сетевой насос №1	K60M	шт.	1	1980	Мощность напор	7,5 кВт, H-20м, Q-60м³/ч
4	Сетевой насос №2	WILO IL80/170-15/2	шт.	1	2014	мощность	15 кВт, 2935 об/м 25.7А
5	Подпиточные насосы	K20/30	шт.	2	1980	Напор, расход мощность	H=30 м. Q=20м³/час 4кВт
6	Насос исходной воды	K20/30	шт.	1	1980	Напор, расход мощность	H=30 м., Q=20 м³/час, 4кВт
7	Насосы ГВС	K80-50-200 K45/30	шт.	2	-	Напор, расход мощность	H=50 м., Q=50 м³/час, 15кВт
8	Установка ХВО	NaCa	шт.	1	-	Произв-ность Диаметр фильтров	-
9	Насос-дозатор реагента	ETATRON DLX- MA/AD SEKO TPG	шт.	2	-	Отопление ГВС	-
10	Аккумуляторные ёмкости	Сталь	шт.	2	-	Мощность эл.дв.	50 м³
11	Дымовая труба	Одноствольная металл	шт.	1	1980	Высота диаметр	36м 700 мм



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №2 котельной №14
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая трёхрожковая, 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
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	29,7	89,1	100
2.	Расход топлива	м ³ /ч	0,19	0,57	0,64
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	32	92	103
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		22	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		3,0	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		2,2	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С		40	
8.	Расход воды через котёл	т/ч	44	51	54
9.	Давление газа перед горелками	кгс/м ²	80	118	125
10.	Количество работающих рожков	шт.	1	3	3
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		2,0	
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	163	189
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,0	8,9	7,2
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,2	6,8	7,8
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,91	1,74	1,52
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	16,258	14,173	15,06
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,47	9,29	8,6
18.	КПД котла (брутто)	%	74,272	76,537	76,34
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	192,34	186,65	187,13
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	71	181	133

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 1.2.63 - Режимная карта котла №2



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №3 котельной №14
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – форкамерная трёхрожковая, 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.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,297	0,60	1,00
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,19	0,38	0,64
2.	Расход топлива	м ³ /ч	31	61	103
3.	Температура воздуха перед горелками	°С		22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		3,0	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		2,2	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		40	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	44	51	54
8.	Расход воды через котёл	т/ч		50	
9.	Давление газа перед горелками	кгс/м ²	40	70	130
10.	Количество работающих горелок	шт.	1	2	2
11.	Давление воздуха перед горелками	кгс/м ²	35	50	80
12.	Разрежение в топке	кгс/м ²		2,0	
13.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	146	181
14.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,0	8,9	7,2
15.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	6,2	6,8	7,8
16.	Избыток воздуха за котлом	-	1,82	1,66	1,47
17.	Потери тепла с уходящими газами	%	12,169	14,17	15,158
18.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,87	9,49	8,6
19.	КПД котла (брутто)	%	74,961	76,34	76,242
20.	Удельный расход топлива на выработку теплоэнергии	кг/т/Гкал	190,58	187,13	187,37
21.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	198	173	130

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 надзору и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.64 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №4 котельной №14
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая трёхрожковая, количество горелочных устройств – 2, 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		
			1	2	3
			29,7	89,1	100
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,19	0,57	0,64
2.	Расход топлива	м ³ /ч	31	92	104
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	3,0		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	2,2		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	40		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	44	51	54
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/м ²	80	118	125
10.	Количество работающих рожков	шт.	1	3	3
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	163	189
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,0	8,9	7,2
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,2	6,8	7,8
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,91	1,74	1,52
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	15,564	14,071	15,355
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,77	9,49	8,6
18.	КПД котла (брутто)	%	74,666	76,439	76,045
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	191,33	186,89	187,86
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	71	181	133

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 наладочной организации ЗАО «СМТ»

 (Бережной И.Д.)


Рисунок 1.2.65 - Режимная карта котла №4



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №5 котельной №14
Восточного филиала ООО «ККС»

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

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Нагрузка в % от номинальной теплопроизводительности		
			1	2	3
			29,7	89,1	100
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,19	0,57	0,64
2.	Расход топлива	м ³ /ч	31	92	104
3.	Температура воздуха перед горелками	°С	22		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	3,0		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	2,2		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	40		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	44	51	54
8.	Расход воды через котёл	т/ч	50		
9.	Давление газа перед горелками	кгс/м ²	80	118	125
10.	Количество работающих рожков	шт.	1	3	3
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	163	189
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,0	8,9	7,2
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	6,2	6,8	7,8
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,91	1,74	1,52
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	15,263	14,17	15,04
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	10,17	9,49	9,16
18.	КПД котла (брутто)	%	74,567	76,34	75,8
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/т/Гкал	191,58	187,13	188,35
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	71	181	133

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 изданию и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.66 - Режимная карта котла №5

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 14 » ноября 20 18 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №6 котельной №14
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая трёхрожковая, 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
			29,7	89,1	100
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,19	0,57	0,64
2.	Расход топлива	м ³ /ч	31	92	104
3.	Температура воздуха перед горелками	°С		22	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		3,0	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		2,2	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		40	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	44	51	54
8.	Расход воды через котёл	т/ч		50	
9.	Давление газа перед горелками	кгс/м ²	80	118	125
10.	Количество работающих рожков	шт.	1	3	3
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²		2,0	
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	121	163	189
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	10,0	8,9	7,2
14.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	6,2	6,8	7,8
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,91	1,74	1,52
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	15,061	14,27	14,794
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	10,47	9,39	9,26
18.	КПД котла (брутто)	%	74,469	76,34	75,946
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	191,83	187,13	188,10
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	71	181	133

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 владке и испытанию Березной И.Д.
 (Березной И.Д.)

Рисунок 1.2.67 - Режимная карта котла №6

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.25.

Таблица 1.2.25 - 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-Т1-0,2-400/1,6 Счетчик газа СГ 16 МТ-400-40-С Корректор объема газа ЕК 260	2807183	2008
2	Электроэнергия	Матрица NP73L/3-5-2	03491560	2013
3	Холодная вода	ВСХН-50	-	-
4	Тепловая энергия	ВЗЛЕТ ТСР-026М	1801600 1801369	-

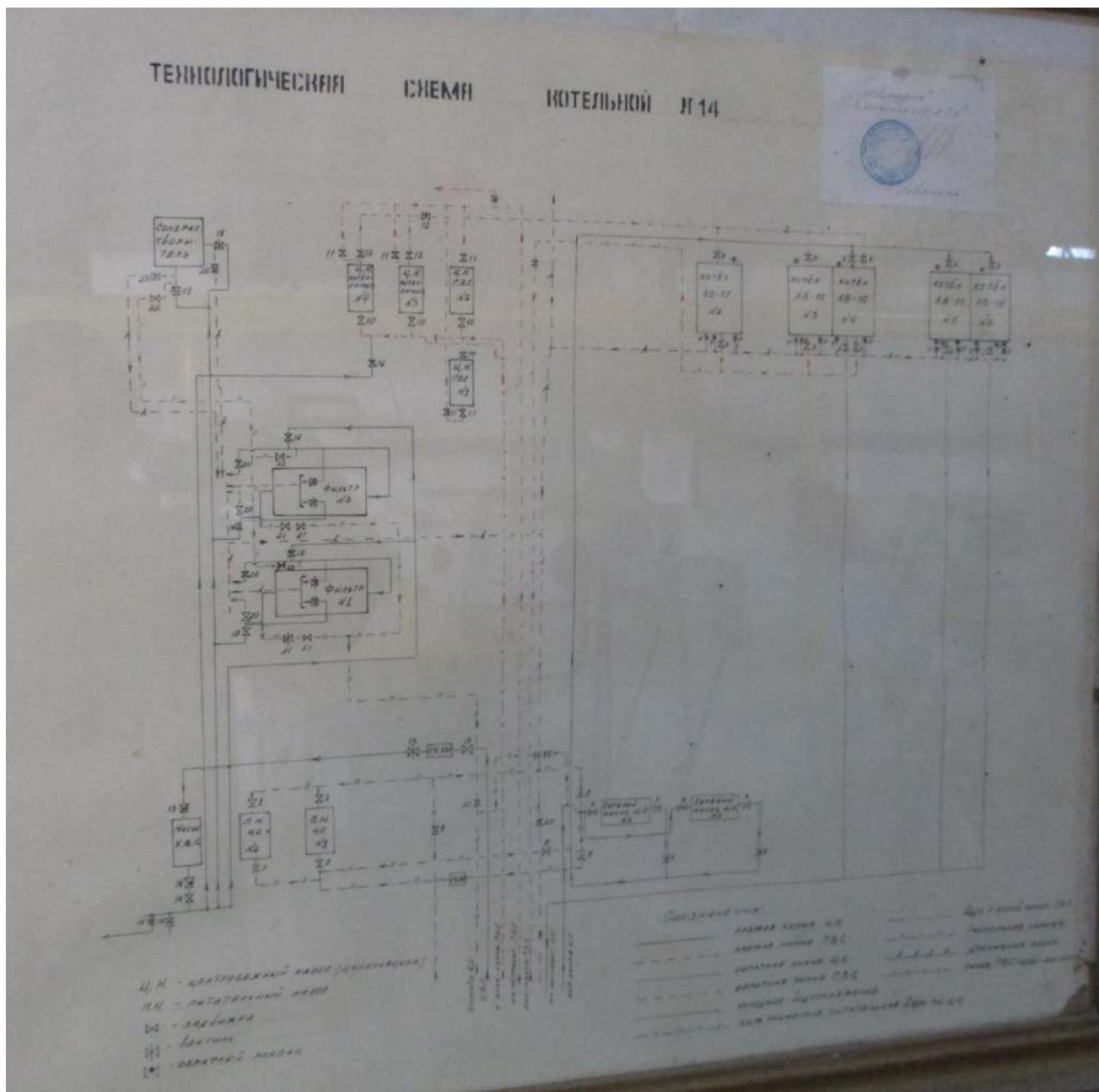


Рисунок 1.2.68 – Принципиальная схема работы котельной №14

Котельная №15

Котельная 15, расположена п. Маклец, 4. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.69. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.69 – Общий вид котельной 15, расположена п. Маклец.

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

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены газовые котлы марки АВ-10 в количестве 3шт на систему отопления.

В таблице 1.2.26 представлен перечень основного оборудования котельной №15 и его краткие характеристики, и техническое состояние.

На рисунках 1.2.70-1.2.72 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.26 - 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	АВ-10	шт.	3	-		0,6 МВт
2	Горелки	ГБЛ-07	шт	3	2003		0,7МВт
3	Сетевой насос	WILO IL80/170-15/2	шт	1	2014		15 кВт
4	Сетевой насос	Д200	шт.	1			7,5 кВт
5	Насос подпитки	К20/30	шт	2	-		4 кВт
6	Бак запаса воды		шт	1			1,5 м³
7	Бак запаса воды		шт	1			6,0 м³

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.27.

Таблица 1.2.27 - 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	СГ16МТ-400-30-С ЕК260	№ 6072227 № 60311483	2006
2	Теплосчетчик	ТСРВ-043	№1801433	-
3	Счетчик х/в	Экомера-25У	№1800351978	-
4	Счетчик э/э	Матрица NP73E.3-14-1	№04323046	2016



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

20 18 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип АВ-10 ст. №1 котельной №15

Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-0,7, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,47	0,73
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,33	0,51
2.	Расход топлива	м ³ /ч	54	82
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	18	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,4	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	4,2	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	32	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	37	39
8.	Расход воды через котёл	т/ч	70	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	85	290
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	24	110
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	4,0	3,0
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	170	240
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	13,8	11,0
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	4,2	5,9
15.	Избыток воздуха за котлом	%	113	195
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	15,18	14,6
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,12	8,90
18.	КПД котла (брутто)	%	75,7	76,5
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоту	кг/т Гкал	188,71	186,74
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	182	137

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.)

СПЕЦМОНТАЖ ПЛААДКА

Рисунок 1.2.70 - Режимная карта котла №1 АВ-10



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

« 20/09/2018 » 20 18 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип АВ-10 ст. №2 котельной №15

Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-0,7, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,53	0,76
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,37	0,53
2.	Расход топлива	м ³ /ч	60	85
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	18	
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	4,0	
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	3,8	
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	34	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	39	32
8.	Расход воды через котёл	т/ч	70	
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	83	305
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	25	68
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0	3,0
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	147	206
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	15,3	8,4
14.	Содержание двуоксида углерода в уходящих газах	%	3,8	7,2
15.	Избыток воздуха за котлом	%	232	73
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,86	14,92
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,14	8,68
18.	КПД котла (брутто)	%	76	76,4
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кг/т/Гкал	187,97	186,99
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	147	190

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 1.2.71 - Режимная карта котла №2 АВ-10



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

20.08.2018 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип АВ-10 ст. №3 котельной №15

Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – ГБЛ-0,7, 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.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			0,49	0,73
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,34	0,55
2.	Расход топлива	м ³ /ч	55	89
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		18
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²		4,2
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²		4,0
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С		38
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	43	45
8.	Расход воды через котёл	т/ч		70
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	137	340
10.	Давление воздуха за вентилятором	кгс/м ²	32	80
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	2,5 ÷ 3,0	
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	163	248
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	7,5	6,4
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	7,6	8,2
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,56	1,44
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,25	14,23
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,85	9,47
18.	КПД котла (брутто)	%	75,9	76,3
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	188,22	187,23
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	179	209

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 теплотехнике и испытаниям Бережной И.Д.
инженер по теплотехнике филиала организации ЗАО «СМОГ»

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.72 - Режимная карта котла №3 АВ-10

Котельная №16

Котельная 16, расположена г. Новомосковск, Белинского 34а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.73. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.73 - Общий вид котельной 16, расположена г. Новомосковск, Белинского 34а.

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

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены газовые котлы марки АВ-10 в количестве 2 шт. на систему отопления.

В таблице 1.2.28 представлен перечень основного оборудования котельной и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.74-1.2.76 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.28 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Колич.	Год установки
1	Котел №1, №2 и №3	АВ-10	шт.	3	-
2	Горелки	Подовая однорожковая	шт	3	-
3	Сетевой насос	WILO IL80/170-15/2	шт	1	2013
4	Сетевой насос	К80/50	шт.	1	
5	Насос подпитки	К25/32	шт	2	-
6	Бак запаса воды		шт	1	
7	Насос ГВС	К45/30	шт	1	
8	Насос подпитки	К65/50-160	шт	1	
7	Дымовая труба		шт	1	

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.29.

Таблица 1.2.29 - 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	СГ16МТ-400-30-С ЕК260	№ 8031692 № 80319894	2006
2	Теплосчетчик	ТСРВ-043	№1801806	-
3	Счетчик х/в	ЭКО-65Ф	№130421323	-



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №1 котельной №16
Восточного филиала ООО «ККС»

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

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	№ режима (доля от номинальной теплопроизводительности)		
			1	2	3
			0,533	0,88	1,00
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,22	0,37	0,42
2.	Расход топлива	м ³ /ч	37	60	68
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	20		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	54		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	59	62	65
8.	Расход воды через котёл	т/ч	45		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	20	60	90
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	125	125	125
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	4,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	263	278	277
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	13,9	12,0	10,7
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,4	5,1	6,0
15.	Избыток воздуха за котлом	%	188	125	119
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	17,05	14,73	15,17
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,75	9,27	8,73
18.	КПД котла (брутто)	%	73,2	76	76,1
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	195,16	187,97	187,72
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	544	380	315

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 валам и испытаниям Бережной И.Д.
ООО «ККС» ООО «ККС»

 (Стрельников А.А.)  (Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.74 - Режимная карта котла №1 АВ-10


 УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 20/18 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №2 котельной №16
Восточного филиала ООО «ККС»


Тип горелочных устройств – подовая однорожковая, 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
			0,533	0,88	1,00
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,22	0,37	0,42
2.	Расход топлива	м ³ /ч	36	60	68
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	20		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	54		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	59	62	65
8.	Расход воды через котёл	т/ч	45		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	30	60	90
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	125	125	125
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	4,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	277	288	303
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	13,9	12,0	10,7
14.	Содержание двуокиси углерода в уходящих газах	%	4,0	5,1	5,7
15.	Избыток воздуха за котлом	%	173	125	110
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	15,95	14,33	15,17
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	9,75	9,27	8,73
18.	КПД котла (брутто)	%	74,3	76,4	76,1
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	192,27	186,99	187,48
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	544	380	315

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 технике и испытаниям Бережной И.Д.





 (Стрельников А.А.)
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.75 - Режимная карта котла №2 АВ-10



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип АВ-10 №3 котельной №16
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – подовая однорожковая, 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
			0,295	0,696	0,972
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,17	0,39	0,54
2.	Расход топлива	м ³ /ч	28	63	87
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С	20		
4.	Давление сетевой воды перед котлом	кгс/см ²	5,2		
5.	Давление сетевой воды после котла	кгс/см ²	5,0		
6.	Температура сетевой воды перед котлом	°С	54		
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	58	63	66
8.	Расход воды через котёл	т/ч	45		
9.	Давление газа перед горелкой	кгс/м ²	20	50	80
10.	Степень открытия воздушной заслонки	мм	40	60	100
11.	Разрежение в топке	кгс/м ²	3,0		
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	358	374	428
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	6,2	4,6	8,0
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	8,8	9,0	8,2
15.	Избыток воздуха за котлом	%	37	29	58
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	14,8	13,6	14,8
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	10,1	9,9	9,1
18.	КПД котла (брутто)	%	75,1	76,5	76,1
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию	кгут/ Гкал	190,22	186,74	187,72
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	558	290	176

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 газам и приборостроению Бережной И.Д.
продолжение ООО «ККС» Управление по газам и приборостроению филиала ООО «ККС»

 (Стрельников А.А.)  (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.76 - Режимная карта котла №3 АВ-10

Котельная №17М

Котельная №17М расположена по адресу: г. Новомосковск по ул. Московская 24а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.77. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.77 - Общий вид территории котельной №17М

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 №17М по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.82.

В таблице 1.2.30 представлен перечень основного оборудования котельной № 17М и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.30 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Кол. ич.	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
1	Котел №1 и №2	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	шт.	2	2018	Теплопроизводительность	5 МВт
2	Горелка	GIB UNIGAS R-520A	шт.	2	2018	Теплопроизводительность	1000-6400 kW
3	Котел №1 и №2	Турботерм-Гарант ТТГ 5000	шт.	2	2018	Теплопроизводительность	4 МВт
4	Горелка	GIB UNIGAS R-512A	шт.	2	2018	Теплопроизводительность	600-4500 kW
5	Сетевые насосы	WILO NL150/400-30-90-4-12	шт.	3	2018	Мощность Пр-тельность	90 кВт, 163А Q-440м³/ч H-47м
6	Преобразователь частоты	СИЛИУМ SL9-G3-093/P3-110	шт.	3	2018	Мощность	93кВт 176А
7	Насос внутреннего контура №1,2	Wilо BL 125/245-15/4	шт.	2	2018	Мощность	15кВт, 30.5А
8	Насос внутреннего контура №3,4	Wilо BL 125/225-11/4	шт.	2	2018	Мощность	11кВт, 22.2А
9	Устройство плавного пуска	СИЛИУМ EM-GJ3-015	шт.	4	2018	Мощность	15кВт
10	Установка дозирования	ETATRON DLX – VFT/MBV	Компл.	1	2018	Объем	100 л.
11	Установка XBO NaCa обработки исходной воды	PENTAIR 9500 CON	Компл.	1	2018	Производительность	До 11м³/час Тип катионита TULSION T-42-Na
12	Теплообменный аппарат	ЭТРА ЭТ—065с-10-267	шт.	3	2018	Тепловая нагрузка	11000 кВт
13	Автоматика общей безопасности котельной	ОВЕН ПЛК110 2TPM1, TPM12	шт.	1	2018	Температура уровень регулирование	-
14	Дымовые трубы	Одно стальная	шт.	4	2018	Высота/ диаметр	-
15	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	2	2018	Объем	2×60м³
16	Насосы подпитки	Wilо BL 65/210-22/2	шт.	2	2018	Мощность	22кВт, 38,6А

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.31.

Таблица 1.2.31 - 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	Счётчик газаСГ-3К-Вз-Р-05-650/1,6 RVG ЛГТИ Ду100 Тип G-400 Корректор объема газа ЕК 270	1518220038	2018
2	Электроэнергия	Меркурий 234 ARTM-03PB.C	34780181	2018
3	Подпиточная вода	ВСХН д50		2018
4	Тепловычислитель	РУС-1 ТМК-Н120	05886 010120	2018 2018

На рисунках 1.2.78-1.2.81 представлены карты режимно-наладочных испытаний.



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

« 20 » декабря 2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-1М -5,0-115 СН) ст.№ 1
оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-.PR.S.RU.A.8.50.EA
в котельной № 17м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
область, г.Новомосковск, ул.Московской, д.24а
при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			43,5	100
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1869182	4298243
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	159	159
3	Температура воды до котла	°С	79	72
4	Температура воды после котла	°С	91	99
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	МПа	0,38	0,38
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	258	607
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	10,2	82,9
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,2	18,1
11	Температура уходящих газов	°С	124,9	173,6
12	Давление в топке	кПа	0,01	0,35
13	Разрежение за котлом	Па	99,9	144,1
14	Содержание за котлом: СОг	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,9	3,9
	NO+NO ₂	ppm	72	72
	CO	ppm	1	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,172	10,473
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,52	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,308	87,297
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	КГу.т. Гкал	159,96	163,64

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
директор ООО «ККС»


(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по вводу в эксплуатацию Бережной И.Д.
проектно-тех. отдел котельных объектов ЗАО «СМТ»


(Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.78 - Режимная карта котла №1



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ГМ -5,0-115 СН) ст.№ 2
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 17м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, ул.Московской, д.24а
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			41,9	99
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1800054	4239741
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	157	157
3	Температура воды до котла	°С	73	77
4	Температура воды после котла	°С	85	104
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	МПа	0,38	0,38
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	246	598
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	9,8	82
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,4	17,9
11	Температура уходящих газов	°С	112,6	183,7
12	Давление в топке	кПа	0,0	0,35
13	Разрежение за котлом	Па	111,3	172,3
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,8
	O ₂	%	3,9	3,5
	NO+NO ₂	ppm	78	79
	CO	ppm	1	3
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,18
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,393	10,464
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,54	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	90,067	87,306
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	кг/т.	158,61	163,63
		Гкал		

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

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

Рисунок 1.2.79 - Режимная карта котла №2



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

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 4000(КВа -4,0-Гс-Лж) ст.№ 3
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 512A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 17м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, ул.Московской, д.24а
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 46,9	максимальная 99,4
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1612538	3418622
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	163	163
3	Температура воды до котла	°С	72	81
4	Температура воды после котла	°С	82	102
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	МПа	0,38	0,38
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	221	482
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	8,2	50,3
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,8	14,8
11	Температура уходящих газов	°С	121,2	179,9
12	Давление в топке	кПа	0,01	0,25
13	Разрежение за котлом	Па	92,6	122,9
14	Содержание за котлом: СОг	%	9,5	9,8
	O ₂	%	4,1	3,6
	NO+NO ₂	ppm	66	79
	CO	ppm	1	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,22	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,766	10,35
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,49	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,744	87,42
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	КГ у.т. Гкал	159,18	163,41

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

СОСТАВИЛ:
 Инженер по монтажу и испытаниям Бережной И.Д.
 (Бережной И.Д.)
 ЗАО «СМТ»
 СПЕЦМОНТАЖНАЯ

Рисунок 1.2.80 - Режимная карта котла №3



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

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 4000(КВа -4,0-Гс-Лж) ст.№4
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 512A M-.PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 17м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская
 область, г.Новомосковск, ул.Московской, д.24а
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 44,9	максимальная 99,6
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1545943	3425523
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	164	164
3	Температура воды до котла	°С	83	83
4	Температура воды после котла	°С	92	104
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	МПа	0,38	0,38
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	215	484
8	Давление газа перед котлом	кПа	40	40
9	Давление газа перед горелкой	mbar	10,3	64,3
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,7	15,3
11	Температура уходящих газов	°С	143,8	182,2
12	Давление в топке	кПа	0,0	0,3
13	Разрежение за котлом	Па	112,5	158,8
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,8
	O ₂	%	3,8	3,6
	NO+NO ₂	ppm	72	73
	CO	ppm	1	3
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,846	10,483
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,51	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	88,644	87,287
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	КГу.т. Гкал	161,16	163,66

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

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

Рисунок 1.2.81 - Режимная карта котла №4

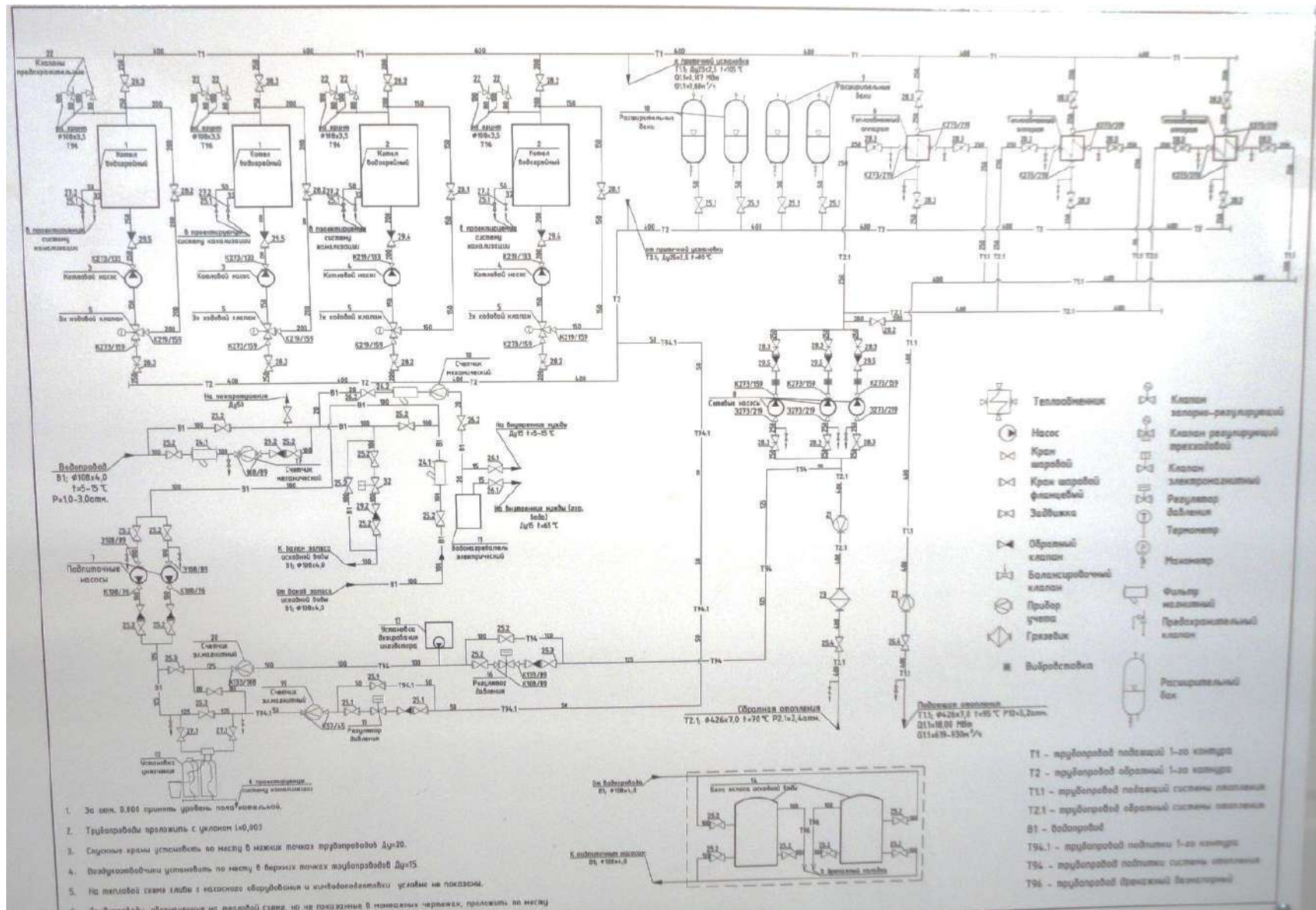


Рисунок 1.2.82 - Принципиальная схема котельной №17М

Котельная №19г

Котельная №19г расположена по адресу: г. Новомосковск по ул. Гражданская 23а. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.83. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.83 - Общий вид территории котельной №19г

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 №19г по состоянию на 2020 год представлена на рисунке 1.2.86.

В таблице 1.2.32 представлен перечень основного - оборудования котельной № 19г и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.32 - 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	Polykraft Duootherm-1500	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	1.5 МВт
2	Горелка №1	Polykraft Polygas N2100/M	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	400-2100 kW
3	Котел №2	Polykraft Duootherm-2000	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	2 МВт
4	Горелка №2	Polykraft Polygas N2500/M	шт.	1	2015	Теплопроизводительность	400-2500 kW
5	Насос рециркуляции	WILO IPL65/130-0.55/4 NF80/4N-13-E2/1504	шт.	2	2015	Мощность	0.55kW 1.25A 1435
6	Сетевые насосы	WILO BL80/165-22/2	шт.	2	2014	Мощность	22 кВт, 38.6A 2900
7	Насос внутреннего контура №1,2	Wilо IL 100/220-5.5/4	шт.	2	2015	Мощность	5.5кВт, 11.3A 1460
8	Установка дозирования	КОМПАКТ DPT 200	Комп л.	2	2014	Объем	100 л.
9	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	9100	Комп л.	1	2015	Производительность Диаметр фильтра	1.8м³/час 305мм
10	Теплообменный аппарат	РИДАН ТИП 47	шт.	3	2015	Тепловая нагрузка	1505000 Ккал/ч
11	Автоматика обще котельной безопасности	ОВЕН ПЛК110 2ТРМ1, ТРМ12	шт.	1	2015	Температура уровень регулирование	-
12	Дымовые трубы	Двуствольная стальная	шт.	2	2015	Высота/ диаметр	12 м 500 мм
13	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	1	2015	Объем	20м³
14	Насосы подпитки	Wilо МНП1604N-1/Е/3- 400-50-2	шт.	2	2015	Мощность Произ-ность	2,97кВт, 9А Q-26м³/ч Н-48м
15	Насос исходной воды	Wilо МНП1406N-1/Е/3- 400-50-2	шт.	1	2015	Мощность Произ-ность	1,57кВт, 4,8А Q-8м³/ч Н-68м

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице

Таблица 1.2.33 - 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	Счётчик газаСГ-3К-Вз-Р-05-160/1,6 RVG ЛГТИ Ду100 Тип G-100 Корректор объема газа ЕК 270	1508103	2015
2	Счетчик воды	Zenner	1410010827	2015
3	Счетчик воды	АРАТОР ВСХНд-40	34780181	2015
4	Подпиточная вода	ВСХН д50		2015
5	Тепловычислитель	ВКТ-7	284596	2015

На рисунках 1.2.84-1.2.85 представлены карты режимно-наладочных испытаний.



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

2019 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип DUOTHERM-1500 (зав.№ 3500151300) №1 котельной №19г

Восточного филиала ООО «ККС»

вид топлива - природный газ с $Q_{\text{д}}^{\text{п}}=8275$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной	
				28,7	88,5
1	2	3	4	5	6
1. Вода					
1	Тепловая производительность котла	Q ₀	Гкал/ч кВт	0,3702 430,47	1,1418 1327,67
2	Температура воды перед котлом		°с	50	62
3	Температура воды после котла		°с	56	80
4	Давление воды перед котлом		кгс/см ²	4,2	4,2
5	Давление воды на выходе из котла		кгс/см ²	4,1	4,1
2. Топливо					
1	Давление газа в газолом коллекторе		кПа	38	38
2	Давление газа перед газовой заслонкой		кПа	2	2
3	Стандартный расход газа на котел	V _г	ст.м ³ /ч	51	161
4	Открытие заслонки Газ		град.	30	80
3. Воздух					
1	Температура воздуха перед горелкой	T _{возд}	°С	21	19,5
2	Открытие заслонки Воздух		град.	30	60
4. Продукты сгорания					
1	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂	%	9,8	9,8
		O ₂	%	3,6	3,5
		NO _x	ppm	18	5
		α	ppm	47	56
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом		-	1,2	1,2
3	Температура газов за котлом	T _{ух.г.}	°С	78,7	158,9
4	Разрежение за котлом	S _{ух.}	Па	20-30	30-50
5	Открытие заслонки Вспом.		ед.	3,5	3,5
5. Тепловой баланс и экономические показатели					
1	Потери тепла с уходящими газами	q ₂	%	7,26	8,944
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q ₃	%	0,007	0,002
3	Потери тепла в окружающую среду	q ₄	%	2,74	3,56
4	Коэффициент полезного действия котлоагрегата (брутто)	П _{БР}	%	89,993	87,494
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	В _{ут}	кг.у.т./Гкал	158,74	163,28

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.

представитель ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по надзору и испытаниям Бережной И.Д.

представитель ООО «ККС»

(Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.84 - Режимная карта котла №1

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

РЕЖИМНАЯ КАРТА
 работы котла тип DUOTHERM-1500 (зав.№ 3500151292) №2 котельной №19г
 Восточного филиала ООО «ККС»

вид топлива - природный газ с $Q_{н}^p=8275$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. ИЗМ.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной	
				32,1	78,1
1	2	3	4	5	6
	1. Вода			ст. I	ст. II
1	Тепловая производительность котла	Q _о	Гкал/ч кВт	0,5518 641,63	1,343 1561,63
2	Температура воды перед котлом		°С	50	56
3	Температура воды после котла		°С	58	72
4	Давление воды перед котлом		кгс/см ²	4,2	4,2
5	Давление воды на выходе из котла		кгс/см ²	4,1	4,1
	2. Топливо				
1	Давление газа в газовом коллекторе		кПа	38	38
2	Давление газа перед газовой заслонкой		кПа	2	2
3	Стандартный расход газа на котел	V _г	ст. м ³ /ч	75	185
4	Открытие заслонки Газ		град.	32	75
	3. Воздух	P возд			
1	Температура воздуха перед горелкой	T возд	°С	24,4	23,7
2	Открытие заслонки Воздух		град.	15	75
	4. Продукты сгорания	CO ₂			
1	Состав продуктов горения за котлом	O ₂	%	9,5	10,1
		CO	%	4,1	3
		NO _x	ppm	1	1
		α	ppm	59	62
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	-	-	1,24	1,16
3	Температура газов за котлом	T ух.г.	°С	64,3	117,3
4	Разрежение за котлом	S _{г.к.}	Па	20-30	30-50
6	Открытие заслонки Вспом.		ед.	2,1	2,1
	5. Тепловой баланс и экономические показатели				
1	Потери тепла с уходящими газами	q _г	%	6,541	7,829
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q _з	%	0	0
3	Потери тепла в окружающую среду	q _с	%	2,56	2,64
4	Коэффициент полезного действия котлоагрегата (брутто)	П _{БР}	%	90,899	89,531
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	V _{ут}	кг. у.т./Гкал	157,16	159,56

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

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

Рисунок 1.2.85 - Режимная карта котла №2

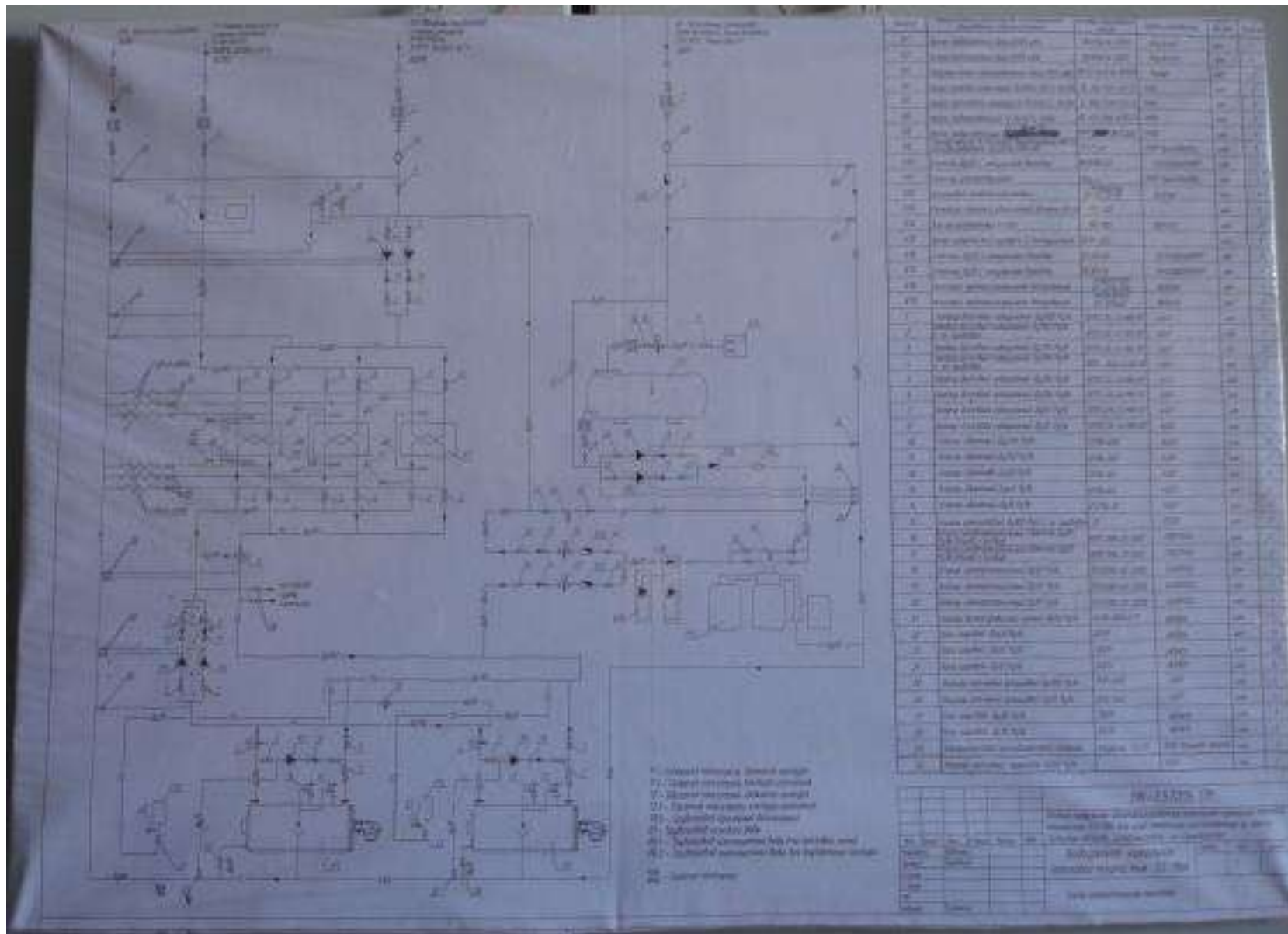


Рисунок 1.2.86 - Принципиальная схема котельной №19г

Котельная №19з

Котельная №19з расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Малая Зеленая, 1, сооруж. 2. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.87. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.87 - Общий вид территории котельной №19з

Данная тепловая котельная отличается от типовой тем, что в ней использовано два вида теплоносителя пар и вода. Котельная имеет два независимых контура отопления.

В таблице 1.2.34 представлен перечень основного - оборудования котельной № 19з и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.34 - 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 и №2 (паровые)	Polykraft VapoTherm-2000	шт.	2	2015	Пар производительность	2 т/ч
2	Горелка	Polykraft Polygas N2100/M	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	400-2100 kW
3	Питательные насосы	WILO MV1214-1/25/E/3-400-50-2	шт.	3	2015	Мощность	2.2kW 7.6A 2880
4	Котел №1, №2,	Polykraft VapoTherm-3500	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	3,5 МВт
5	Горелка	Polykraft Polygas N4500/M	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	500-4300 kW
6	Котел №3,	Polykraft DuoTherm-3000	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	3 МВт
7	Горелка	Polykraft Polygas N4500/M	шт.	2	2015	Теплопроизводительность	500-4300 kW
8	Сетевые насосы	WILO NL350/400-55-4-12	шт.	2	2017	Мощность Пр-тельность	55 кВт, 102А Q-399м³/ч H-36м

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
9	Насос внутреннего контура №1,2	Wilо BL 125/245-15/4	шт.	2	2017	Мощность	15кВт, 30.5А
10	Насос Рециркуляции	Wilо BL 65/155-0,75/4	шт.	3	2017	Мощность	0,8кВт, 3.3А
11	Установка дозирования	SEKO DPT –200	Комп. л.	1	2015	Объем	100 л.
12	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	Две ступени	Комп. л.	1	2017	Производительность Диаметр фильтра	10м³/час 4м³/час Ист-406мм Пст-309мм
13	Насосы исходной воды	HELIX FIRST V2203-5/16/E/S/400-50	шт.	2	2015	Мощность	4кВт 13.5А 2905
14	Теплообменный аппарат (водоводяной)	РИДАН ТИП-100	шт.	3	2015	Тепловая нагрузка	4437717 Ккал/ч
15	Теплообменный аппарат (пароводяной)	РИДАН ТИП-04	шт.	2	2015	Тепловая нагрузка	323417 Ккал/ч
16	Автоматика обще котельной безопасности	ОВЕН ПЛК110 2ТРМ1, ТРМ12	шт.	1	2017	Температура уровень регулирование	-
17	Дымовые трубы	Двуствольная и Трехствольная	шт.	5	2017	Высота/ диаметр	19м-все 2шт.- 450мм 2шт.- 600мм 1шт.- 550мм
18	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	1	2017	Объем	40м³
19	Насосы подпитки	HELIX V2203-1/16/E/K5/400-60	шт.	2	2017	Мощность	4кВт, 13.9А 2900

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.35.

Таблица 1.2.35 - 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	Счётчик газаСГ-3К-Вз-Р-05-650/1,6 RVG ЛГТИ Ду100 Тип G-400 Корректор объема газа ЕК 270	1509081	2015
2	Счетчик воды	ЭКО-50Ф	0005653	2015
3	Счетчик воды	ВСХд-20	56623129	2015
4	Счетчик воды	ВСХН д50		2015
5	Счетчик воды	Zenner	161005811	2015
6	Тепловычислитель	ВКТ-7	284573	2015

На рисунках 1.2.88-1.2.92 представлены карты режимно-наладочных испытаний.



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

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип DUOTHERM-3500 (зав.№ 3500151352) №1 котельной №19з
Восточного филиала ООО «ККС»

вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8275$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной		
				40	70	92
i	2	3	4	5	6	7
1. Вода						
1	Тепловая производительность котла	Q _о	Гкал/ч кВт	1,192 1386	2,096 2437	2,762 3212
2	Температура воды перед котлом		°С	70	70	70
3	Температура воды после котла		°С	80	87	93
4	Давление воды перед котлом		кгс/см ²	3,5	3,5	3,5
5	Давление воды на выходе из котла		кгс/см	3,3	3,3	3,3
2. Топливо						
1	Давление газа в газовом коллекторе		бар	0,31	0,31	0,31
2	Количество работающих горелок		шт	1	1	1
3	Стандартный расход газа на котел	V _г	ст.м ³ /ч	164	301	402
3. Воздух						
1	Давление воздуха на горелку	P возд	Па	-	-	-
2	Температура воздуха перед горелкой	T возд	°С	21	21	21
4. Продукты сгорания						
1	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂	%	8,8	8,8	9,6
		C ₂	%	5,4	5,4	3,9
		CO	ppm	0	0	2
		NO _x	ppm	64	72	81
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	a	-	1,31	1,31	1,2
3	Температура газов за котлом	T ух.г.	°С	109	197	237
5. Тепловой баланс и экономические показатели						
1	Потери тепла с уходящими газами	q ₂	%	8,27	9,593	10,04
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q ₃	%	0	0	0
3	Потери тепла в окружающую среду	q ₅	%	2,25	4,71	5,54
4	Коэффициент полезного действия котлоагрегата (брутто)	η _{БР}	%	89,48	85,697	84,62
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	V _{ут}	кг.у.т./Гкал	159,65	166,7	168,82

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

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

Рисунок 1.2.88 - Режимная карта котла Duotherm – 3500 №1 котельной 19з


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

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип VAPOTHERM-2000 (зав.№ 3500151371) №1 котельной №19з
Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_H^P=8275$ ккал/м³, режим работы котла – паровой

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной		
				55	74	99
1	2	3	4	5	6	7
1. Топливо - Природный газ						
1	Расход топлива на котел	V_g	ст.м ³ /ч	94	126	175
2	Тепловая мощность топки	Q	кВт	789	1059	1444
2. Вода						
1	Давление пара в барабане котла	P_p	кгс/см ²	2,8	2,8	2,8
2	Температура питательной воды перед котлом	T_m	°C	80	80	80
3	Теплопроизводительность котла	Q_k	Гкал/ч	0,63	0,853	1,139
			кВт	736,20	992,13	1325,04
4	Паропроизводительность котла	D_k	т/ч	1,10	1,478	1,974
3. Дымовые газы за котлом						
1	Состав продуктов горения за котлом:	CO ₂	%	9,7	10,1	10,2
		O ₂	%	4,2	3,6	3,4
		CO	ppm	1	1	2
		NOx	ppm	51	57	59
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α		1,25	1,21	1,19
3	Температура газов за котлом	t_k	°C	145,1	178,6	190,8
5. Воздух и топливо						
1	Температура воздуха перед горелками	t_a	°C	24,4	25,1	25,5
2	Давление газа в коллекторе перед котлом	P_r^k	бар	420	390	390
3	Давление газа перед горелкой	P_r^r	мбар	32	35	35
6. Тепловой баланс						
1	Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	8,399	8,219	10,219
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q_3	%	0,00	0,001	0,001
3	Потери тепла в окружающую среду	q_5	%	2,91	2,68	2,51
4	Коэффициент полезного действия котла (брутто)	Π_{br}	%	88,691	89,1	87,27
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	V_{yt}^{br}	кг/Гкал	161,07	160,33	163,7

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

 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
представитель подразделения организации ЗАО «СМП»

 (Бережной И.Д.)

СПЕЦМОНТАЖНААААААА

Рисунок 1.2.89 - Режимная карта котла Vapotherm – 2000 №1 котельной 19з



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Восточного филиала ООО «ККС»

Савкин В.Н.

« 20 января 2019 г. »

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котла тип DUOTHERM-3500 (зав.№ 3500151351) №2 котельной №19з

Восточного филиала ООО «ККС»

вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8275$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной		
				45	70	93
1	2	3	4	5	6	7
1. Вода				ст. I	ст. II	ст. III
1	Тепловая производительность котла	Q ₀	Гкал/ч кВт	1,345 1564	2,094 2435	2,791 3246
2	Температура воды перед котлом		°С	70	70	70
3	Температура воды после котла		°С	81	87	93
4	Давление воды перед котлом		кгс/см ²	3,5	3,5	3,5
5	Давление воды на выходе из котла		кгс/см	3,3	3,3	3,3
2. Топливо						
1	Давление газа в газовом коллекторе		бар	0,31	0,31	0,31
2	Количество работающих горелок		шт	1	1	1
3	Стандартный расход газа на котел	V _г	ст.м ³ /ч	183	291	388
3. Воздух						
1	Давление воздуха на горелку	P возд	Па	-	-	-
2	Температура воздуха перед горелкой	T возд	°С	21	21	21
4. Продукты сгорания						
1	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂	%	9,1	8,7	9,7
		С ₂	%	4,8	5,6	3,7
		CO	ppm	0	0	14
		NO _x	ppm	69	69	75
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	a	-	1,27	1,33	1,19
3	Температура газов за котлом	T ух.г.	°С	95	133	151
5. Тепловой баланс и экономические показатели						
1	Потери тепла с уходящими газами	q ₂	%	5,797	8,614	8,865
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q ₃	%	0	0	0,005
3	Потери тепла в окружающую среду	q ₅	%	3,11	2,71	2,54
4	Коэффициент полезного действия котлоагрегата (брутто)	η _{БР}	%	90,393	88,676	88,59
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	V _{ут}	кг.у.т./Гкал	158,04	160,93	161,26

СОГЛАСОВАНО:

Начальник службы КИПиА Стрельников А.А.
председатель ООО «ККС»

(Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:

Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
председатель котельной организации ЗАО «СМГ»

(Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.90 - Режимная карта котла Duotherm – 3500 №2 котельной 19з

УТВЕРЖДАЮ:
 Главный инженер
Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 « 20/09/2016 » 20 19 г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип VAPOTHERM-2000 (зав.№ 3500151370) №2 котельной №19з
Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8275$ ккал/м³, режим работы котла – паровой

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной		
				33	86	103
1	2	3	4	5	6	7
1. Топливо - Природный газ						
1	Расход топлива на котел	V_r	ст.м ³ /ч	58	149	183
2	Тепловая мощность топки	Q	кВт	481	1241	1511
2. Вода						
1	Давление пара в барабане котла	P_p	кгс/см ²	2,8	2,8	2,8
2	Температура питательной воды перед котлом	$T_{пв}$	°С	80	80	80
3	Теплопроизводительность котла	Q_k	Гкал/ч	0,39	0,99	1,19
4	Паропроизводительность котла	D_k	т/ч	447,89	1149,8	1387,5
3. Дымовые газы за котлом						
1	Состав продуктов горения за котлом:	CO_2	%	9,8	9,9	10
		O_2	%	4,1	4	3,7
		CO	ppm	0	0	1
		NOx	ppm	77	79	67
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α		1,24	1,24	1,21
3	Температура газов за котлом	t_k	°С	138,1	169,1	190,7
5. Воздух и топливо						
1	Температура воздуха перед горелками	$t_{в}$	°С	26,3	26,3	26,7
2	Давление газа в коллекторе перед котлом	$P_{г}^k$	бар	420	390	390
3	Давление газа перед горелкой	$P_{г}^l$	мбар	32	35	35
6. Тепловой баланс						
1	Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	8,988	9,366	10,23
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q_3	%	0,00	0,00	0,00
3	Потери тепла в окружающую среду	q_5	%	2,52	2,58	2,47
4	Коэффициент полезного действия котла (брутто)	$\eta_{бр}$	%	88,492	88,054	87,3
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	$V_{ут}^{бр}$	кг/Гкал	153,5	154,2	155,6

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

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

Рисунок 1.2.91 - Режимная карта котла Vapotherm – 2000 №2 котельной 19з

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

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип DUOTHERM-3500 (зав.№ 3500151341) №3 котельной №19з
Восточного филиала ООО «ККС»
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^p=8275$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. изм.	Тепловая нагрузка, в % от номинальной		
				45	75	100
1	2	3	4	5	6	7
	1. Вода			ст.1	ст.П	ст.Ш
1	Тепловая производительность котла	$Q_{от}$	Гкал/ч кВт	1,153 1341	1,944 2260	2,568 2986
2	Температура воды перед котлом		°С	70	70	70
3	Температура воды после котла		°С	81	89	95
4	Давление воды перед котлом		кгс/см ²	3,5	3,5	3,5
5	Давление воды на выходе из котла		кгс/см ²	3,3	3,3	3,3
	2. Топливо					
1	Давление газа в газовом коллекторе		бар	0,31	0,31	0,31
2	Количество работающих горелок		шт	1	1	1
3	Стандартный расход газа на котел	V_r	ст.м ³ /ч	158	268	357
	3. Воздух					
1	Давление воздуха на горелку	$P_{возд}$	Па	-	-	-
2	Температура воздуха перед горелкой	$T_{возд}$	°С	21	21	21
	4. Продукты сгорания					
1	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂	%	9,5	9,2	9,8
		O ₂	%	4,1	4,6	3,5
		CO	ppm	5	2	14
		NO _x	ppm	63	68	74
2	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α	-	1,22	1,25	1,18
3	Температура газов за котлом	$T_{ух.г.}$	°С	104	127	153
	5. Тепловой баланс и экономические показатели					
1	Потери тепла с уходящими газами	q_2	%	9,89	7,991	8,905
2	Потери тепла от химической неполноты сгорания	q_3	%	0,002	0,001	0,005
3	Потери тепла в окружающую среду	q_5	%	2,11	2,67	2,5
4	Коэффициент полезного действия котлоагрегата (брутто)	$\eta_{БР}$	%	90,108	89,338	88,59
5	Удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии (брутто)	$V_{ут}$	кг.у.т./Гкал	158,54	159,91	161,26

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

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
 представитель монтажной организации ЗАО «СМН»
 (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.92 - Режимная карта котла Duotherm – 3500 №3 котельной 19з

Котельная №31м

Котельная №31М расположена по адресу: г. Новомосковск по ул. Октябрьская 22Б. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.93. Территория котельной имеет ограждение.



Рисунок 1.2.93 - Общий вид территории котельной №31М

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

В таблице 1.2.36 представлен перечень основного - оборудования котельной № 31М и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.94-1.2.97 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.36 - 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 и №2	KB-ГМ-5,0-115СН	шт.	2	2016	Теплопроизводительность	5 МВт
2	Горелка	GIB UNIGAS R-520A	шт.	2	2016	Теплопроизводительность	1000-6400 kW
3	Котел №1 и №2	KB-ГМ-4,0-115СН	шт.	2	2016	Теплопроизводительность	4 МВт
4	Горелка	GIB UNIGAS R-512A	шт.	2	2016	Теплопроизводительность	600-4500 kW
5	Сетевые насосы	WILO NL150/400-75-4-12	шт.	3	2017	Мощность Пр-тельность	75 кВт, 139А Q-490м³/ч H-38м 1450
6	Преобразователь частоты	СИЛИУМ SL9-P3-075	шт.	3	2017	Мощность	75кВт 150А
7	Насос внутреннего контура №3,4	Wilo BL 100/145-15/2	шт.	2	2016	Мощность	15кВт, 25,2А 2900
8	Насос внутреннего контура №1,2	Wilo BL 125/265-18.5/4	шт.	2	2016	Мощность	18.5кВт, 33.9А
9	Устройство плавного пуска	EMOTRON TSA TSA52-036 23NNN-AA TSA52-030 23NNN-AA	шт.	4	2016	Мощность	-36А -30А
10	Установка дозирования	ETATRON DLX -VFT/MBV	Компл.	1	2016	Объем	100 л.
11	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	LM-7FM(2162)//TWIN	Компл.	1	2016	Произв-сть Диаметр фильтра	До 10м³/час 406 мм
12	Теплообменный аппарат	ЭТРА	шт.	3	2016	Тепловая нагрузка	11000

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
		ЭТ—065с-16-267					кВт
13	Автоматика обще котельной безопасности	ОВЕН ПЛК110-30 2TRM1, TRM12	шт.	1	2016	Температура уровень регулирование	-
14	Дымовые трубы	Одноствольная стальная	шт.	4	2017	Высота/ диаметр	25м 700мм
15	Бак запаса исходной воды	Сталь, мин. вата	шт.	2	2017	Объем	50м³ 75м³
16	Насосы подпитки	Wilo BL 65/210-22/2	шт.	2	2015 2016	Мощность	22кВт, 38,6А 2945
17	Преобразователь частоты	GRANDRIVE PFD70	шт.	2	2016	Мощность	22кВт



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ГМ -5,0-115 СН) ст.№ 1
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 31м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская область,
 г.Новомосковск, ул.Октябрьская, д.226
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер-ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			42,9	99,6
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1843312	4280537
2	Расход воды через котел	м³/ч	190	190
3	Температура воды до котла	°С	72	81
4	Температура воды после котла	°С	82	104
5	Давление воды до котла	bar	3,85	3,85
6	Давление воды после котла	кгс/см²	3,6	3,6
7	Расход газа	ст.м³/ч	254	591
8	Давление газа перед котлом	кПа	38	38
9	Давление газа перед горелкой	mbar	8,8	65
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,7	19,4
11	Температура уходящих газов	°С	112,9	177,9
12	Давление в топке	mbar	0,1	2,9
13	Разрежение за котлом	Па	81,3	92,6
14	Содержание за котлом: COг	%	9,6	9,7
	O₂	%	3,9	3,8
	NO+N02	ppm	84	86
	CO	ppm	0	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,06	8,57
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,54	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,4	89,2
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг у.т. Гкал	159,8	160,15

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

Рисунок 1.2.94 - Режимная карта котла №1


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

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 5000(КВ-ГМ -5,0-115 СН) ет.№ 2
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 520A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной № 31м мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская область,
 г.Новомосковск, ул.Октябрьская, д.226
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 44,1	максимальная 100,2
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1897770	4306524
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	190	190
3	Температура воды до котла	°С	70	78
4	Температура воды после котла	°С	80	101
5	Давление воды до котла	bar	3,85	3,85
6	Давление воды после котла	кгс/см ²	3,6	3,6
7	Расход газа	от.м ³ /ч	258	594
8	Давление газа перед котлом	кПа	38	38
9	Давление газа перед горелкой	mbar	9,5	68
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,2	18,7
11	Температура уходящих газов	°С	113,7	170,2
12	Давление в топке	mbar	0,21	2,9
13	Разрежение за котлом	Па	79,3	116,5
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,4	9,5
	O ₂	%	4,2	4,1
	NO+NO ₂	ppm	82	80
	CO	ppm	2	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,22	1,22
16	Потери тепла с уходящими газами	%	7,38	8,57
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,52	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	90,1	89,2
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	КГул, Гкал	158,55	160,15

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


 (Стрельников А.А.)

СОСТАВИЛ:
 Инженер по наладке и испытаниям Бережной И.Д.
представитель проектной организации ЗАО «СМР»


 (Бережной И.Д.)



Рисунок 1.2.95 - Режимная карта котла №2

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

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 4000(КВа -4,0-Гс/Лж) ст.№ 3
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 512A M-.PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская область,
 г.Новомосковск, ул.Октябрьская, д.226
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			51,1	100,1
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1757394	3443606
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	115	115
3	Температура воды до котла	°С	71	73
4	Температура воды после котла	°С	86	103
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	bar	3,7	3,7
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	243	470
8	Давление газа перед котлом	кПа	38	38
9	Давление газа перед горелкой	mbar	7,1	41
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,6	15,9
11	Температура уходящих газов	°С	131	190,4
12	Давление в топке	mbar	0,16	2,5
13	Разрежение за котлом	Па	102,9	153,7
14	Содержание за котлом: СОг	%	9,6	9,7
	О2	%	3,9	3,7
	NO+NO ₂	ppm	80	81
	СО	ppm	0	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,19
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,25	8,67
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,45	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,3	89,1
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	Гкал	159,97	160,33

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

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

Рисунок 1.2.96 - Режимная карта котла №3



РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа : Турботерм -Гарант 4000(КВа -4,0-Гс/Лж) ст.№ 4
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R 512A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 в котельной мощностью 18,0 МВт, расположенной по адресу : Тульская область,
 г.Новомосковск, ул.Октябрьская, д.226
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8194 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 46,9	максимальная 100,1
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1612751	3442101
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	115	115
3	Температура воды до котла	°С	68	71
4	Температура воды после котла	°С	82	101
5	Давление воды до котла	МПа	0,39	0,39
6	Давление воды после котла	bar	3,7	3,7
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	222	476
8	Давление газа перед котлом	кПа	38	38
9	Давление газа перед горелкой	mbar	10,1	60
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,0	16,8
11	Температура уходящих газов	°С	124,6	187,2
12	Давление в топке	mbar	0,08	2,7
13	Разрежение за котлом	Па	114,7	202,5
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,9	3,9
	NO+NO ₂	ppm	89	84
	CO	ppm	2	1
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	8,21	8,77
17	Потери тепла в окружающую среду	%	2,49	2,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	89,3	89,0
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоту	КГул/ Гкал	159,97	160,51

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

Рисунок 1.2.97 - Режимная карта котла №4

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.37.

Таблица 1.2.37 - 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	Счётчик газаСГ-3К-Вз-Р-05-650/1,6 RVG ЛГТИ Ду100 Тип G-400 Корректор объема газа ЕК 270	1516092325	2016
2	Электроэнергия	Меркурий 230 ART-03CN	26874908	2016
3	Подпиточная вода	ВСХН д100		2017
4	Расходомер акустический Тепло вычислитель	ЭХО-Р-02	9605	2017
		ТВ-7	028695	2016

Котельная №32м

Котельная №32м расположена по адресу: г. Новомосковск, ул. Мичурина. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.98. Территория котельной не имеет ограждение.



Рисунок 1.2.98 - Общий вид территории котельной № 32М

Тепловая схема котельной выполнена по двухконтурной схеме теплоснабжения потребителя.

В таблице 1.2.38 представлен перечень основного оборудования котельной № 32М и его краткие характеристики.

На рисунках 1.2.99-1.2.9100 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

Таблица 1.2.38 - 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	Турботерм-Стандарт КВа-0,25 Гс/Лж	шт.	2	2009	Теплопроизводительность	0,25 МВт
2	Горелка №1, №2	GIB UNIGAS P60	шт.	2	2003	Теплопроизводительность	160-800кВт
3	Сетевой насос	KSB GN-50-160/152	шт.	2	2009	Мощность	7,5 кВт, 3000об/мин 11,4 А
4	Насосы внутреннего контура	KSB TRIALINE-GN-65-125/182	шт.	2	2009	Мощность	1,8 кВт, 2860об/мин Q-54м³/ч H-15,8м 8,0 А
5	Установка ХВО NaCa обработки исходной воды	Pentair 9100	Компл.	1	-	Производительность	
6	Теплообменник отопления	FUNKE 16...33	шт.	2	2009	Объем	-

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Год установки	Основные характеристики	
						Наименование показателя	Величина
7	Теплообменник отопления	Анкор Теплоэнерго Р-Р012-717-16-981	шт.	1	2009	Объем	-
8	Дымовые трубы	Двухствольная стальная	шт.	1	-	Высота/диаметр	15 м, 0,25 м
9	Бак запаса исходной воды	Пластик	шт.	1	-	Объем	1,5 м³
10	Насосы подпитки	Movitec VF10-3	шт.	2	-	-	1.1 кВт, 2850об/мин Q-9.0м³/ч H-25.5 м 2.8 А
11	Насосная станция	DAB JET82M	шт	1	-	-	0.85 кВт, 2750об/мин Q-0.6- 3.6м³/ч H-40-20.3 м 3.8 А
12	Комплексон	GRUNDFOS DMS2-118-PP	шт	1	-	-	16 Вт 0,1А

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.39.

Таблица 1.2.39 - 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 G65	90325543 29096125	2009 2009
2	Подпиточная вода	СВК-25Г	3019628 А 13	2013
3	Тепловычислитель	ТМК-Н120	005160	-



РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип ТУРБОТЕРМ СТАНДАРТ - 500 ст. №1 котельной №32
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – СІВ UNIGAS P60 M-AB.S.RU.A.1.50,
вид топлива-природный газ с $Q_{\text{н}}^{\text{P}}=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			40,9	101,4
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,18	0,43
2.	Расход топлива	м ³ /ч	25	60
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		24
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	66 - 88	
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	76	104
8.	Расход воды через котёл	т/ч	18	
9.	Давление газа перед горелкой	мбар	-0,28	5,64
10.	Давление воздуха перед горелкой	мбар	1,45	9,94
11.	Разрежение за котлом	мбар	-0,43 .. -0,46	-0,54 .. -0,57
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	117	206
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	4,4	3,2
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	9,3	10
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,24	1,16
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	8,742	10,192
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,3	2,1
18.	КПД котла (брутто)	%	88,958	87,708
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	160,59	162,88
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при α=1,4)	мг/м ³	56	61

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.
филиала ООО «ККС» предприятия энергетической организации ЗАО «СМБ»

(Стрельников А.А.) (Бережной И.Д.)

Рисунок 1.2.99 - Режимная карта котла №1

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

РЕЖИМНАЯ КАРТА
работы котла тип ТУРБОТЕРМ СТАНДАРТ - 500 ст. №2 котельной №32
Восточного филиала ООО «ККС»

Тип горелочных устройств – СІВ UNIGAS P60 M-AB.S.RU.A.1.50,
 вид топлива-природный газ с $Q_{н}^P=8012$ ккал/м³, режим работы котла – водогрейный

№ п.п.	Обозначения параметров	Един. измер.	Доля от номинальной тепловой нагрузки	
			1	2
			40,3	101,9
1.	Теплопроизводительность	Гкал/ч	0,17	0,43
2.	Расход топлива	м ³ /ч	24	60
3.	Температура воздуха перед горелкой	°С		24
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		66 - 88
7.	Температура сетевой воды за котлом	°С	77	105
8.	Расход воды через котёл	т/ч		18
9.	Давление газа перед горелкой	мбар	-0,26	5,68
10.	Давление воздуха перед горелкой	мбар	1,64	10,2
11.	Разрежение за котлом	мбар	-0,41 .. -0,44	-0,56 .. -0,59
12.	Температура уходящих газов за котлом	°С	119	208
13.	Содержание кислорода в уходящих газах	%	4,5	3,1
14.	Содержание двуокси углерода в уходящих газах	%	9,3	10
15.	Избыток воздуха за котлом	-	1,24	1,15
16.	Потери тепла с уходящими газами	%	9,034	10,096
17.	Потери тепла в окружающую среду	%	2,2	2,1
18.	КПД котла (брутто)	%	88,766	87,804
19.	Удельный расход топлива на выработанную теплотенергию	кгут/ Гкал	160,94	162,70
20.	Содержание окислов азота (NOx) в уходящих газах (при $\alpha=1,4$)	мг/м ³	54	64

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.
филиала ООО «ККС» филиала территориальной организации ЗАО «УМГ»

(Стрельников А.А.) *(Бережной И.Д.)*

Рисунок 1.2.100 - Режимная карта котла №2

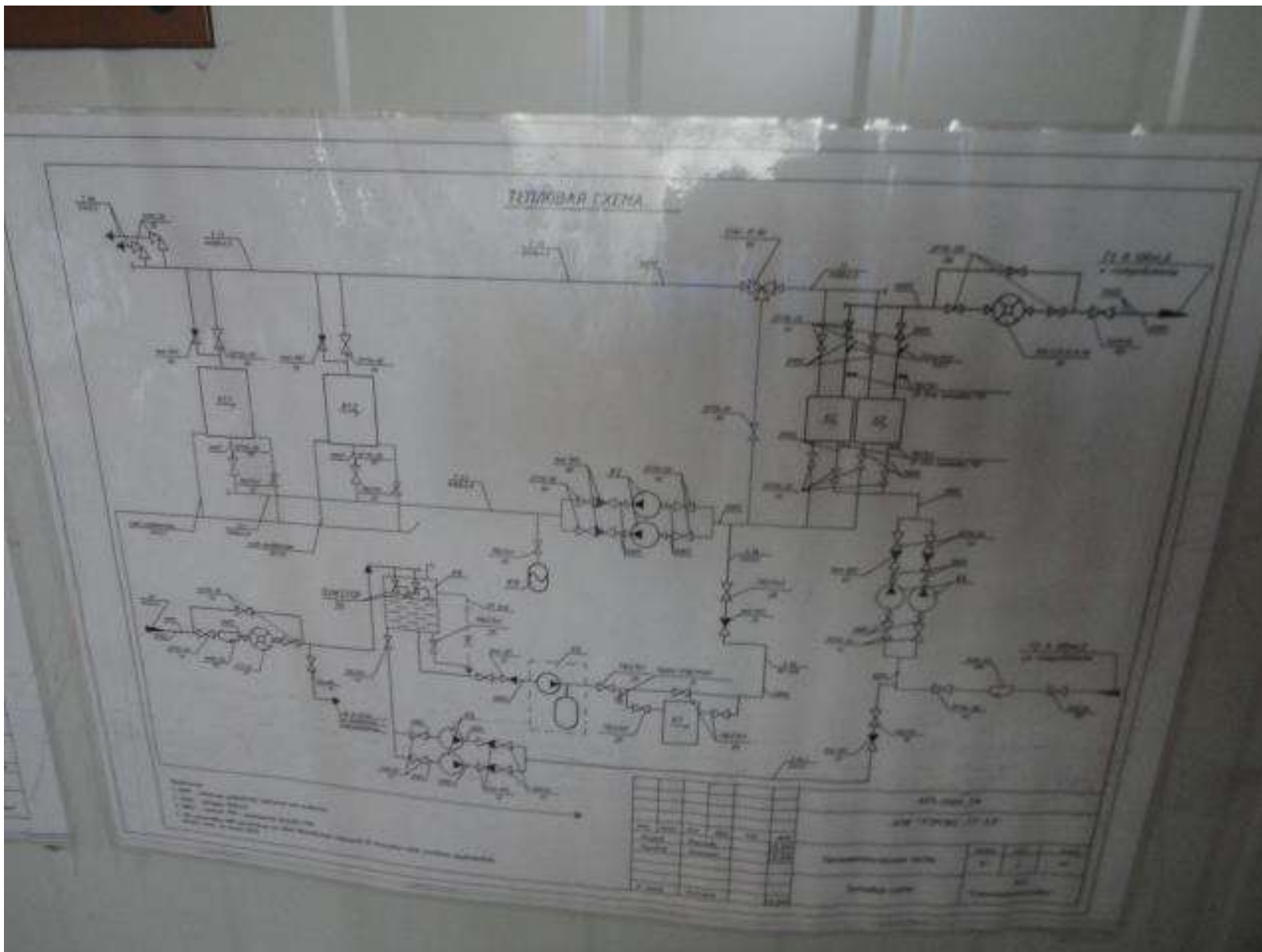


Рисунок 1.2.101 - Принципиальная схема котельной № 32М

Котельная №34М

Котельная 34, расположена г. Новомосковск, ул. Мира, 3а.



Рисунок 1.2.102 – Котельная №34М

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

Таблица 1.2.40 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

ПОЗ.	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	ПРИМЕЧАНИЕ
K1.1-1.3	Котел газовый ТУРБОТЕРМ ГАРАНТ ТТГ-4000	3	Qед.=4000кВт
K2.1-2.3	Теплообменный аппарат отопление ЭТРА ЭТ-062с-10-215	3	Qед.=7500кВт
K3.1-3.2	Теплообменный аппарат ГВС ЭТРА ЭТ-007с-10-13	2	Qед.=200кВт
K4.1-4.4	Насос котловой Wilo BL 125/225-11/4 (1н на склад)	4	G=138м ³ /ч; P=0,13МПа
K5.1-5.2	Насос подпиточный 2го контура Wilo BL 40/220-15/2 с ЧРП	2	G=40,0м ³ /ч;P=0,6МПа
K6.1-6.2	Насос сетевой Wilo NL 150/400-75-4-12 (PK380) с ЧРП	2	G=406-550м ³ /ч;P=0,40МПа
K7.1-7.2	Насос ГВС Wilo HelixV 606-1/16/E/K/400-50 с ЧРП	2	G=3,2-5м ³ /ч;P=0,40МПа
K8.1-8.2	Насос подпиточный 1го контура Wilo MHIL 506N 3- с ЧРП	2	G=3,0м ³ /ч;P=0,6МПа
K9.1-9.2	Бак расширительный мембранный Zilmet CAL-PRO 1000	2	V=1000л; P _{узб.} =0,6 МПа
K10	Установка умягчения воды LM-2FM(TWIN)/(13x54)	1	Q=2200 л/ч
K11.1-11.2	Установка дозирования ингибитора коррозии и накипеобразования	2	
	цифровой насос-дозатор ETATRON DLX-MF/M 1-15 230V PVDF(2-10)		
	бак пластиковый		
K12.1-12.2	*Бак запаса исходной воды теплоизолированный D=3,6м; H=6,0м	2	V=60м ³

На рисунках 1.2.102-1.2.106 представлены карты режимно-наладочных испытаний.

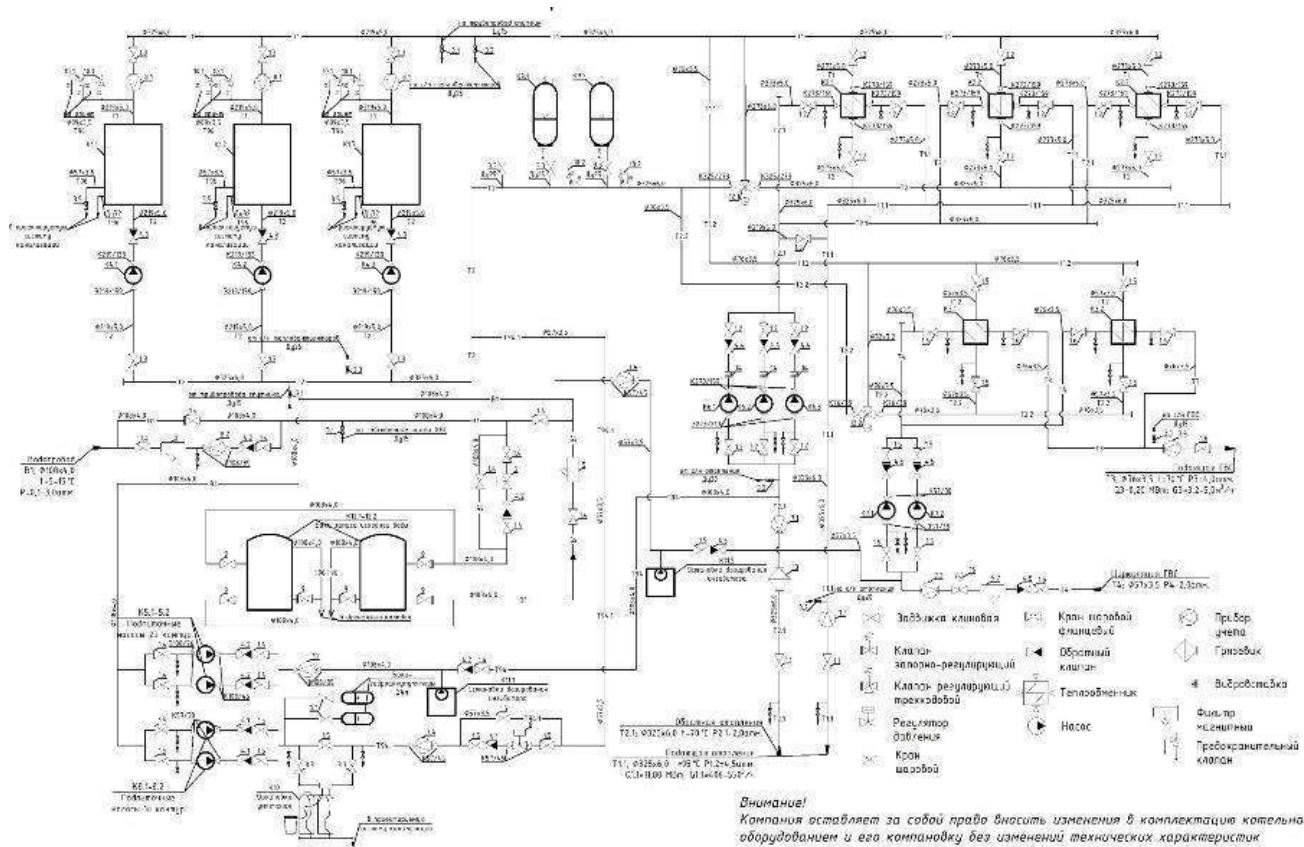


Рисунок 1.2.102 – Принципиальная тепловая схема котельной №34М

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточный филиал ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 2021 г.

12. РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-ГАРАНТ 4000 (КВ-ГМ 4.000-110СН) ст. №3
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R512A M-PR.S.RU.A.8.50-FA
 на объекте «Техническое перевооружение системы теплоснабжения г. Новомосковск в части
 строительства блочно-модульной котельной 12МВт, работающей в автоматическом режиме,
 взамен существующей котельной №34, расположенной по адресу: Тульская область,
 г. Новомосковск, ул. Мира, д. 3а, стр.1»
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8204 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла. % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			46,9	99,4
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1612066	3419471
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	138	138
3	Температура воды до котла	°С	81	79
4	Температура воды после котла	°С	93	104
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	208	453
8	Давление газа перед котлом	кПа	37	36
9	Давление газа перед горелкой	mbar	12,1	69,5
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,4	15,5
11	Температура уходящих газов	°С	124,4	187
12	Давление в топке	кПа	-0,02	0,3
13	Разрежение за котлом	Па	100,6	154,2
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,8	3,8
	NO+NO ₂	ppm	86	84
	CO	ppm	0	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	5,04	7,76
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,49	0,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	94,47	92,01
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг _{ул.}	151,16	155,2
		Гкал		

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:

 представитель заказчика

 подпись

АО «СМН»
 СОСТАВИЛ:
СПЕЦИОНТАЖНАЛАДКА
 Инженер по наладке и испытаниям
 Жарников С. В.
 представитель наладочной организации

 подпись
 26.03.2021 г.

 дата

Рисунок 1.2.102 - Режимная карта котла №1

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.Н.
 «31» 03 2021 г.

8. РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-ГАРАНТ 4000 (КВ-ГМ-4000-110СН) ст. №1
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R512A M-PR.S.RU.A.850.EA
 на объекте «Техническое перевооружение системы теплоснабжения г. Новомосковск в части строительства блочно-модульной котельной 12МВт, работающей в автоматическом режиме, взамен существующей котельной №34, расположенной по адресу: Тульская область, г. Новомосковск, ул. Мира, д. 3а, стр.1»,
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8204 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная	максимальная
			51,4	98,9
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1767332	3400840
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	138	138
3	Температура воды до котла	°С	71	74
4	Температура воды после котла	°С	84	99
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст. м ³ /ч	226	448
8	Давление газа перед котлом	кПа	37	36
9	Давление газа перед горелкой	mbar	13,3	60,5
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	3,3	15,9
11	Температура уходящих газов	°С	113,1	175,8
12	Давление в толке	кПа	0,01	0,35
13	Разрежение за котлом	Па	69	100,8
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,6	9,6
	O ₂	%	3,8	3,8
	NO+NO ₂	ppm	87	85
	CO	ppm	1	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,20	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	4,24	7,24
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,44	0,23
18	Потери тепла с химнедожегом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	95,32	92,53
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплотенергию	кг _т	149,81	154,33
		Гкал		

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:

представитель заказчика

подпись

ООО «ККС»

Инженер специализированной организации
 Жариков С. В.

представитель наладочной организации

подпись

26.03.2021 г.

дата

Рисунок 1.2.103 - Режимная карта котла №2

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 Восточного филиала ООО «ККС»
 Савкин В.И.
 « 21 » 03 2021 г.

10. РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы котлоагрегата типа ТУРБОТЕРМ-ГАРАНТ 4000 (КВ-1М-4,000-110СН) ст.№2
 оборудованного горелкой типа UNIGAS R512A M-PR.S.RU.A.8.50.EA
 на объекте «Техническое перевооружение системы теплоснабжения г. Новомосковск в части
 строительства блочно-модульной котельной 12МВт, работающей в автоматическом режиме,
 взамен существующей котельной №34, расположенной по адресу: Тульская область,
 г. Новомосковск, ул. Мира, д. 3а, стр.1»
 при сжигании природного газа с теплотой сгорания 8204 ккал/м³

№№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	Размер- ность	Нагрузка котла, % от номинальной	
			минимальная 45.5	максимальная 98.5
1	Теплопроизводительность	ккал/ч	1563850	3388951
2	Расход воды через котел	м ³ /ч	138	138
3	Температура воды до котла	°С	76	72
4	Температура воды после котла	°С	87	97
5	Давление воды до котла	МПа	0,46	0,46
6	Давление воды после котла	МПа	0,45	0,45
7	Расход газа	ст.м ³ /ч	200,4	446
8	Давление газа перед котлом	кПа	37	36
9	Давление газа перед горелкой	mbar	10,2	61,8
10	Давление воздуха перед горелкой	mbar	2,6	15,8
11	Температура уходящих газов	°С	114	171,1
12	Давление в топке	кПа	-0,01	0,3
13	Разрежение за котлом	Па	95,4	47
14	Содержание за котлом: CO ₂	%	9,5	9,6
	O ₂	%	4,0	3,8
	NO+NO ₂	ppm	85	83
	CO	ppm	1	2
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом		1,21	1,20
16	Потери тепла с уходящими газами	%	4,38	7,15
17	Потери тепла в окружающую среду	%	0,5	0,23
18	Потери тепла с химнедожогом	%	0,0	0,0
19	КПД котлоагрегата, брутто	%	95,12	92,62
20	Удельная норма расхода условного топлива на выработанную теплоэнергию	кг _{уд}	150,13	154,18
		Гкал		

Примечание: срок действия режимной карты котла составляет три года.
 При изменении теплоты сгорания более чем на 10 %, а также при замене оборудования горелочных устройств или конструктивных частей, при отклонении параметров от нормальных значений производить повторные наладочные испытания для корректировки режимных карт.

СОГЛАСОВАНО:

 представитель заказчика

 подпись

ООО «ККС»
 АО «СМН»
 Инженер по наладке и испытаниям
 Жариков С.В.
 представитель наладочной организации

 подпись

26.03.2021 г.

дата

Рисунок 1.2.104 - Режимная карта котла №3

Котельная №18

Котельная 18 (ДК), расположена д. Прохоровка. Котельная находится в помещении на 1 этаже Дома Культуры.

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

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

Котельная выполнена по одноконтурной схеме. Установлены два газовых водогрейных котла марки SIBERIA АОГВ-35-1. В таблице 1.2.40 представлен перечень основного оборудования котельной и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.40 - 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	SIBERIA АОГВ-35-1	шт.	1	2014	15	Теплопроизводительность	35 kW
2	Котел №2	SIBERIA АОГВ-35-1	шт.	1	2014	15		35 kW
3	Сетевой насос	GRUNDFOS UPS 25-80	шт.	1	-	10		165 W
4	Измеритель давления	КБ АГАВА	шт.	1	-	10		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.41.

Таблица 1.2.41 - Узлы учета энергоресурсов котельной

№ п/п	Наименование узла учета	Тип и марка установленного прибора учета	Номер прибора	Год ввода в эксплуатацию/поверки
1	Электрический счетчик	Меркурий 201.5	19990705 14	2014

Котельная №18а

Котельная 18а «школа», расположена д. Правдинский. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.107. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.107 - Общий вид котельной 18а «школа» п. Правдинский

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 1.2.42 представлен перечень основного оборудования котельной 18а «школа» и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.42 - Перечень основного и вспомогательного оборудования котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Ед. измер.	Колич.	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 40-185F	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 м³
6	Теплосчетчик	ТМК-Н120 № 02699	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 1.2.43.

Таблица 1.2.43 - 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 ВК-G16	№132005130 № 30395602	2013
2	Электроэнергия	Меркурий 231АМ-01	15231618-13	2013
3	Теплосчетчик	ТС.ТМК-Н120	№02699	2013

Котельная №186

Котельная 186, расположена д. Богдановка. Общий вид территории представлен на рисунке 1.2.108. Территория котельной не имеет ограждения.



Рисунок 1.2.108 - Общий вид котельной 186 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. Установлены два газовых водогрейных котла марки Хопер 100 и Хопер 80. В таблице 1.2.44 представлен перечень основного оборудования котельной 186 и его краткие характеристики.

Таблица 1.2.44 - 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	Хопер 100	шт.	1	1998	Теплопроизводительность	100 kW
2	Котел №2	Хопер 80	шт.	1	1998		80 kW
3	Сетевые насосы	К8/18	шт.	2			2,2 kW
4	Счетчик х/в	ЭКО-15	шт	1	-		

Приборы учета энергоресурсов и их техническое состояние представлено в таблице 1.2.45.

Таблица 1.2.45 - 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 ВК-G16	№1017079109 № 35503166	-
2	Электроэнергия	Меркурий 231АМ-02	03772704-09	2009
3	Счетчик Х/В	ЭКО-15	1700267960	-