

Состав работы

Книга 1	Схема теплоснабжения города Смоленска
Книга 2 том 1	Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Смоленска Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 2 том 2	Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Смоленска Главы 3 - 11

Сокращения

ГВС	горячее водоснабжение
ПТЭ	правила технической эксплуатации
ТЭУ	теплоэнергетическая установка
СЦТ	система централизованного теплоснабжения
ОБ	основной бойлер
ПБ	пиковый бойлер
АОУ	автономная обессоливающая установка
ХВО	химическая очистка воды
ВПУ	водоподготовительная установка
НТД	нормативно-техническая документация
БОУ	блочная обессоливающая установка
РОУ	редукционно-охладительная установка
ФСД	фильтр смешивающего действия
ГРС	газораспределительная станция
ГРП	газорегуляторный пункт
ПСУ	паросиловая установка
ПГУ	парогазовая установка
ИТГ	индивидуальные теплогенераторы (электродкотлы, газовые котлы, печи)
ЕТО	единая теплоснабжающая организация

Содержание

ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.....	5
ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ НАГРУЗКИ	10
ГЛАВА 5 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ	17
ГЛАВА 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ЭНЕРГИИ	24
ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОСЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	63
ГЛАВА 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	72
ГЛАВА 9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	76
ГЛАВА 10 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ.....	81
ГЛАВА 11 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	100

Приложение И	Результаты гидравлических расчетов основных тепломагистралей теплоисточников г. Смоленска без реконструкции тепловых сетей	103
Приложение К	Результаты гидравлических расчетов основных тепломагистралей теплоисточников г. Смоленска на перспективу с учетом реконструкции и строительства теплосетевых объектов	113

ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

а) Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель схемы теплоснабжения г. Смоленска разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «Zulu-thermo вер. 7.0» (далее ПРК «Zulu-thermo вер. 7.0»). Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Модель выполнена с учетом привязки к геологической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленных данных.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- материалы проведения диагностики тепловых сетей;
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

б) Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

Паспортизация необходима для диспетчеризации объектов теплоснабжения и ее структурирования в общей цепочке, а именно:

1. Для источников тепловой энергии:
 - номер источника;
 - геодезическая отметка, м;
 - расчетная температура в подающем трубопроводе, °С;
 - расчетная температура холодной воды, °С;
 - расчетная температура наружного воздуха, °С;
 - расчетный располагаемый напор на выходе из источника, м;
 - расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, м;
 - режим работы источника;
 - максимальный расход на подпитку, т/ч.
2. Для участков тепловой сети:
 - внутренний диаметр подающего и обратного трубопроводов, м;
 - шероховатость подающего и обратного трубопроводов, мм;

- коэффициент местного сопротивления подающего и обратного трубопроводов.
3. Для потребителей тепловой энергии:
- высота здания потребителя, м;
 - номер схемы подключения потребителя;
 - расчетная температура сетевой воды на входе к потребителю, °С.

Данные по системе отопления потребителей, а именно: расчетная нагрузка на отопление, коэффициент изменения нагрузки отопления, расчетная температура воды на входе в СО, расчетная температура воды на выходе из СО, расчетная температура внутреннего воздуха для СО, наличие регулятора на отопление, расчетный располагаемый напор в СО, количество секций ТО на СО (для независимых схем подключения), потери напора в 1-й секции ТО на СО (для независимых схем подключения), количество параллельных групп ТО на СО, расчетная температура сетевой воды на выходе из ТО, расчетная температура сетевой воды на выходе от потребителя, коэффициент пропускной способности регулятора СО; номер установленного элеватора, диаметр установленного сопла элеватора, диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО, количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО, диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО, количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО.

Данные по системе горячего водоснабжения потребителей: расчетная нагрузка на горячее водоснабжение, коэффициент изменения нагрузки горячего водоснабжения, расчетная температура холодной воды, температура воды на ГВС, доля циркуляции от расхода на ГВС, потери напора на ГВС, температура воды в циркуляционном контуре, количество параллельных секций ТО I степени, количество параллельных секций ТО II степени, расчетная нагрузка первой степени, расчетная нагрузка второй степени.

в) Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования.

По данным генплана в качестве единицы территориального деления были приняты микрорайоны и кварталы.

В электронной модели выполнена следующая паспортизация единиц территориального деления:

- Улица;
- Номер дома;
- Корпус;
- Принадлежность;
- Количество этажей;
- Год постройки;

- Наименование потребителя.

г) Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Целью расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты проводились при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определено распределение воды и тепловой энергии между источниками. Рассчитывается баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями.

д) Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые, возможно, придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам;

- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;

- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;

- вывод табличных данных в отчет с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

е) Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчёт тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;

- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;

- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

ж) Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью расчета является определение фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети, исходя из норм тепловых потерь. Подробная методика расчета тепловых потерь через изоляцию и с учетом утечек теплоносителя описана в руководстве к ПРК «Zulu-Thermo 7.0».

з) Расчет показателей надежности теплоснабжения

Расчет показателей надежности выполнен с использованием соответствующего программного модуля ПРК «Zulu-Thermo 7.0» в соответствии с «Методикой и алгоритмом расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов», разработанной ОАО «Газпром промгаз» в 2013 г.

и) Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Разработанная электронная модель на базе ПРК «Zulu-Thermo 7.0» позволяет осуществлять групповые изменения характеристик различных тепловых объектов:

- для потребителей - изменять для группы потребителей расчетные температуры прямой и обратной сетевой воды, схемы их подключения, ограничения тепловых нагрузок, наладочные характеристики, количество теплообменников и т.д.

- для тепловых сетей - изменять тип и год прокладки, вид тепловой изоляции, коэффициент местных потерь и шероховатость и т.д.

к) Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Гидравлические расчеты тепловых сетей с построением пьезометрических графиков в базовый период 2013 года и на прогнозируемый период 2014-2029 г.г. представлены в приложениях Б, В и И, К соответственно.

ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

а) балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Тепловая энергия в паре отпускается от Смоленской ТЭЦ-2, ее котельного цеха, а также от двух муниципальных котельных: № 13 (котельная областной больницы по пр. Гагарина, 27) и № 26 (1-ая городская больница по ул. Фрунзе, 40).

Тепловые нагрузки г. Смоленска в паре, начиная с 2017 г., увеличиваются на 3,2 Гкал/ч за счет подключения к паровой сети котельного цеха ТЭЦ-2 двух новых потребителей (ООО «Домостроительная компания» и ЧУУ ТКК «Славянский») в соответствии с выданными им техническими условиями.

Тепловые нагрузки Смоленской ТЭЦ-2, начиная с 2016 г., снижаются на 5,1 Гкал/ч в связи с переводом потребителей от паропровода №7 на сетевую воду. При этом на сетевую воду переводятся потребители с суммарной нагрузкой 3,3 Гкал/ч, обеспечение паровой нагрузки в количестве 1,8 Гкал/ч предусматривается от ИТГ (парогенераторов)..

Тепловые нагрузки г. Смоленска в паре представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Тепловые нагрузки г. Смоленска в паре по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии

Теплоисточник	Тепловые нагрузки на 2012-2015 гг., Гкал/ч				Тепловые нагрузки на 2016 г, Гкал/ч				Тепловые нагрузки на 2017-2029 гг., Гкал/ч			
	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	все-го	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	все-го	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	все-го
ТЭЦ-2	3,4	-	22,4	25,8	0,4	-	20,3	20,7	0,4	-	20,3	20,7
Котельный цех ТЭЦ-2	17,0	0,7	6,1	23,8	17,0	0,7	6,1	23,8	19,7	1,2	6,1	27,0
Котельная № 13	-	-	0,2	0,2	-	-	0,2	0,2	-	-	0,2	0,2
Котельная № 26	-	-	0,1	0,1	-	-	0,1	0,1	-	-	0,1	0,1
ИТГ	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8	-	-	1,8	1,8
Всего	20,4	0,7	28,8	49,9	17,4	0,7	28,5	46,6	20,1	1,2	28,5	49,8

Существующие и перспективные тепловые нагрузки г. Смоленска в сетевой воде, распределенные по зонам теплоснабжения существующих теплоисточников, представлены в таблице 4.2.

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки (пар и сетевая вода с учетом тепловых потерь) в каждой из выделенных зон

действия существующих теплоисточников (при сохранении в работе всех муниципальных котельных) с определением резервов (дефицитов) представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.2- Существующие и перспективные тепловые нагрузки города Смоленска в сетевой воде по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка в сетевой воде с учетом тепловых потерь на конец года, Гкал/ч									
	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
ТЭЦ-2	534,8	541,0	549,5	561,5	627,9	642,7	660,5	667,5	693,9	727,8
Котельный цех ТЭЦ-2	97,4	96,5	96,1	96,1	96,1	96,1	96,5	96,5	94,4	94,3
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	124,5	135,5	135,4	135,3	104,9	104,8	104,8	104,7	104,4	104,1
Ведомственные котельные	122,80	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8
Новая Западная ТЭЦ	-	-	10,6	25,1	33,2	38,4	47,7	55,0	98,7	136,6
Новые отопительные котельные	-	-	-	-	0,9	1,6	1,6	1,6	18,7	37,1
ИТГ, всего, в т.ч.	326,9	326,7	327,2	328,4	329,5	331,3	333,3	335,0	345,0	355,3
- существующие ИТГ	326,9	326,7	326,7	326,5	326,0	326,0	325,7	325,0	322,9	319,2
- новые ИТГ	-	-	0,5	1,9	3,5	5,3	7,6	10,0	22,2	36,1
Всего по городу	1206,4	1222,5	1241,6	1269,2	1315,4	1337,7	1367,2	1383,0	1478,0	1577,9
<i>из них в зоне централизованного теплоснабжения</i>	<i>756,7</i>	<i>773,1</i>	<i>791,6</i>	<i>818,0</i>	<i>863,0</i>	<i>883,6</i>	<i>911,1</i>	<i>925,3</i>	<i>1010,1</i>	<i>1099,8</i>

Таблица 4.3 - Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки (пар и сетевая вода) в каждой из выделенных зон действия существующих теплоисточников с определением резервов (дефицитов) их тепловой мощности

Наименование теплоисточника	Существующая тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка (пар и сетевая вода) с учетом тепловых потерь на конец года, Гкал/ч										Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности нетто, Гкал/ч									
		2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
Всего по городу	1441,9	1256,3	1272,1	1291,3	1318,9	1365,0	1387,5	1417,0	1432,8	1527,8	1627,6	519,4	503,1	483,9	456,3	348,4	322,9	293,1	276,5	179,5	76,1
ТЭЦ-2	748,2	560,6	566,8	575,3	587,3	648,6	663,4	681,2	688,2	714,6	748,2	187,6	181,4	172,9	160,9	99,6	84,8	67,0	60,0	33,6	0
Котельный цех ТЭЦ-2	181,4	121,2	120,3	119,9	119,9	119,9	123,1	123,5	123,5	121,4	121,3	60,2	61,1	61,5	61,5	61,5	58,3	57,9	57,9	60	60,1
Котельные МУП «Смоленск-теплосеть»	307,9	124,8	135,8	135,7	135,3	105,2	105,1	105,1	105,0	104,7	104,4	183,3	172,3	172,4	172,6	138,5	138,6	138,6	138,7	139,0	139,3
в т. ч. котельная № 21	23,4	13	24,1	24,0	23,9	23,8	23,7	23,7	23,6	23,3	23,0	10,4	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	0,1	0,4
Ведомственные котельные	211,1	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	122,8	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3
Существующие ИТГ		326,9	326,7	326,7	326,5	326,0	326,0	325,7	325,0	322,9	319,2	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
Резерв/дефицит		0	0	- 11,1	- 27,0	- 39,4	- 47,1	- 58,7	- 68,4	- 141,4	- 211,6	0,0	0,0	-11,2	-27	- 39,4	- 47,1	- 58,7	- 68,4	- 141,4	- 211,6
юго-запад Ленинского района	-	-	-	-10,6	-25,1	-33,2	-38,4	-47,7	-55,0	-98,7	-136,6	-	-	-10,6	-25,1	-33,2	-38,4	-47,7	-55	-98,7	-136,6
районы Пруды, Рябиновая поляна за границей горчерты, Рябиновая поляна-2 в пределах и за границей горчерты и Анастасино	-	-	-	-	-	-	- 0,8	- 0,8	- 0,8	-17,8	-36,3	-	-	-	-	-	- 0,8	- 0,8	- 0,8	-17,8	-36,3
индивидуальная жилая застройка в районах Пруды, Рябиновая поляна, Рябиновая поляна-2, Чернушки-Ясенное, Вишенки-Алексино, Миловидово-Загорье, Тихвинка, Киселевка, Подснежники, Пасово и Анастасино	-	-	-	-0,5	-1,9	-3,5	-5,3	-7,6	-10,0	- 22,2	- 36,1	-	-	-0,5	-1,9	-3,5	-5,3	-7,6	-10,0	- 22,2	- 36,1
Промышленный район	-	-	-	-	-	- 2,7	- 2,7	- 2,7	- 2,7	- 2,7	-2,7	-	-	-	-	- 2,7	- 2,7	- 2,7	- 2,7	- 2,7	-2,7

Как видно из таблицы 4.3, в г. Смоленске на рассматриваемую перспективу возникает дефицит тепловой мощности:

- на юго-западе Ленинского района в районах, удаленных от зоны теплоснабжения ТЭЦ-2, в размере 136,6 Гкал/ч (с тепловыми потерями);

- в пяти новых районах многоквартирной жилой застройки: Пруды, Рябиновая поляна за границей городской черты, Рябиновая поляна-2 в пределах и за границей городской черты и Анастасино, удаленных от зоны централизованного теплоснабжения, – в размере 36,3 Гкал/ч (с тепловыми потерями);

- в зонах индивидуальной жилой застройки в районах Пруды, Рябиновая поляна, Рябиновая поляна-2, Чернушки-Ясенное, Вишенки-Алексино, Миловидово-Загорье, Тихвинка, Киселевка, Подснежники, Пасово и Анастасино с суммарной тепловой нагрузкой 36,1 Гкал/ч (с тепловыми потерями).

- в Промышленном районе – тепловая нагрузка потребителей, не переключенных на сетевую воду от ТЭЦ-2 при ликвидации паропровода №7, в размере 2,7 Гкал/ч,

К тепловым сетям котельного цеха ТЭЦ-2 в соответствии с выданными техническими условиями (ТУ) планируется подключение одного нового потребителя тепла в сетевой воде с тепловой нагрузкой 0,33 Гкал/ч, а также новых потребителей пара с суммарной тепловой нагрузкой 3,23 Гкал/ч. Установленной тепловой мощности котельной достаточно для обеспечения всей перспективной тепловой нагрузки.

Подключение новых потребителей к котельным МУП «Смоленсктеплосеть» не планируется, кроме котельной № 21 по ул. Городнянского, 1.

Тепловая нагрузка потребителей (район Серебрянка), подключаемых к котельной № 21 в период до 2015 г., составляет 14,9 Гкал/ч. Частично эта нагрузка в размере 4,7 Гкал/ч учтена в нагрузке 2013 г. Тепловой мощности котельной № 21 достаточно для перспективной тепловой нагрузки.

По предоставленным данным, подключение новых потребителей к ведомственным котельным не предусматривается.

б) балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов тепловой мощности источника тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии в сетевой воде потребителям г. Смоленска по нескольким магистральным выводам производится в зоне теплоснабжения ТЭЦ-2: ТМ № 1, ТМ № 2, ТМ № 3.

Балансы тепловой мощности ТЭЦ-2, котельного цеха ТЭЦ-2, котельной № 21 и их тепловых нагрузок по каждому из магистральных выводов представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Балансы тепловой мощности ТЭЦ-2, котельного цеха ТЭЦ-2, котельной № 21 и их тепловой нагрузки по каждому из магистральных выводов

Наименование источника тепловой энергии	Существующая тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Тепловая нагрузка в сетевой воде с учетом тепловых потерь, Гкал/ч	
		2012 г.	2029 г.
ТЭЦ-2, всего, в т.ч. по магистралям:	748,2	534,8	727,8
ТМ № 1		178,4	188,55
ТМ № 2		184,9	326,54
ТМ № 3		171,5	212,71
Котельный цех ТЭЦ-2	180,4	97,4	94,3
Котельная № 21	23,4	13	23

в) 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 магистрального вывода

Гидравлические расчеты выполнены для определения возможности подключения новых тепловых потребителей к ближайшим тепловым сетям с использованием разработанной в рамках настоящей работы электронной модели схемы теплоснабжения г. Смоленска, откалиброванной под фактические гидравлические режимы.

Результаты гидравлических расчетов основных магистралей теплоисточников г. Смоленска, в зоне теплоснабжения которых ожидается прирост тепловых нагрузок, без реконструкции теплосетей при их существующем состоянии представлены в приложении И.

Результаты расчетов показали:

1) ТЭЦ-2:

- потребители зон ТМ № 1 и ТМ № 2 не могут быть обеспечены тепловой энергией без реконструкции тепловых сетей;

- все потребители зоны ТМ № 3 будут обеспечены тепловой энергией без реконструкции магистральных трубопроводов.

Результаты гидравлических расчетов тепломагистралей Смоленской ТЭЦ-2, после подключения перспективных потребителей, приведены в приложении И, рисунки И.1.1 – И.1.8.

2) котельный цех ТЭЦ-2:

- теплоснабжение всех потребителей обеспечивается без реконструкции магистральных трубопроводов (см. приложение И, рисунок И.2.1);

3) котельная № 21:

- потребители тепловой энергии не могут быть обеспечены качественным теплоснабжением (см. приложение И, рисунок И.3.1).

г) выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Результаты расчета пропускной способности тепловых сетей показали, что при подключении всей перспективной тепловой нагрузки к существующим тепловым сетям дефицит пропускной способности наблюдается в зонах теплоснабжения ТМ № 1 и ТМ № 2 ТЭЦ-2, а также в зоне теплоснабжения котельной № 21 (рисунок И.3.1).

ГЛАВА 5 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Проведенный анализ существующего состояния теплоисточников показал:

- ВПУ котельного цеха ТЭЦ-2 отвечает всем нормативным требованиям;
- на ТЭЦ-2 дефицит ВПУ составляет 3,5 м³/ч;
- на 9 муниципальных котельных ВПУ для подпитки теплосети отсутствует.

На основании информации о перспективной застройке в Схеме определены объемы перспективного потребления тепловой энергии и балансы тепла на теплоисточниках. С учетом этих данных в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» рассчитана величина перспективной подпитки тепловых сетей в номинальном и аварийном режимах на теплоисточниках, а также требуемая производительность ВПУ.

Расчеты выполнены при условии постепенного приведения тепловых сетей города в нормативное техническое состояние путем замены ненадежных участков и узлов тепловых сетей, а также проведения мероприятий по предотвращению слива сетевой воды потребителями, что приведет в перспективе к снижению величины сверхнормативных утечек до нормативной величины.

Существующая производительность ВПУ ТЭЦ-2, котельного цеха ТЭЦ-2, новой Западной ТЭЦ, а также результаты расчетов перспективных балансов ее производительности и расхода теплоносителя для подпитки теплосети в номинальном и аварийном режимах по этапам расчетного периода приведены в таблицах 5.1-5.3.

Таблица 5.1-Перспективные балансы производительности ВПУ и теплоносителя для подпитки тепловой сети ТЭЦ-2

Зона действия источника тепловой энергии (ТЭЦ-2)	Размерность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
Производительность ВПУ	т/ч	232	232	232	307	307	307	307	307	307	307
Средневзвешенный срок службы	лет	40	41	42	43	44	45	46	47	52	57
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	232	232	232	307	307	307	307	307	307	307
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	26,5	26,8	27,2	29,3	31,0	31,7	32,6	32,9	34,3	35,9
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	209,0	211,3	212,3	226,0	236,3	239,7	244,2	246,8	256,6	269,2
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	198,5	201	204	220	232	238	244	247	257	269
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	10,5	10,5	8,4	6,3	4,2	2,1	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0	334,0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3	321,3
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	-3,5	-6,1	-7,6	51,7	39,7	35,6	30,2	27,2	16,1	1,9
Доля резерва	%	-2%	-3%	-3%	17%	13%	12%	10%	9%	5%	1%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /год	1831053	1851310	1860339	1979540	2070298	2099840	2139293	2162026	2247952	2357978
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	1738860	1759117	1786585	1924225	2033420	2081402	2139293	2162026	2247952	2357978
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	92 193	92 193	73 754	55 316	36 877	18 439	-	-	-	-
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс.т/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 5.2- Перспективные балансы производительности ВПУ и теплоносителя для подпитки тепловой сети котельного цеха ТЭЦ-2

Зона действия источника тепловой энергии (котельный цех ТЭЦ-2)	Размерность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
Производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	11,4	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,0	11,0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	29,8	29,6	29,2	28,9	28,6	28,4	28,2	28,2	27,6	27,6
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	28,5	28,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,2	28,2	27,6	27,6
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	1,3	1,3	1,0	0,8	0,5	0,3	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3	98,3
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	60,1	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,5	60,5
Доля резерва	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /год	226154	224261	221349	219381	217413	215445	214255	214255	209652	209369
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	216315	214422	213477	213477	213477	213477	214255	214255	209652	209369
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	9 839	9 839	7 871	5 903	3 936	1 968	-	-	-	-
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс. т/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 5.3 - Перспективные балансы производительности ВПУ и теплоносителя для подпитки тепловой сети новой Западной ТЭЦ

Зона действия источника тепловой энергии (новая Западная ТЭЦ)	Размер- ность	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	-	-	0,5	1,2	1,6	1,9	2,4	2,7	4,9	6,8
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	м ³	-	-	310	310	310	310	310	310	310	310
Требуемая вместимость баков запаса химически обработанной и деаэрированной воды (для тепло- источников мощностью более 100 МВт)	м ³	-	-	24,0	56,9	75,3	87,0	108,2	124,7	223,8	309,6
Резерв (+)/дефицит (-) баков-аккумуляторов	м ³	-	-	286,0	253,1	234,7	223,0	201,8	185,3	86,2	0,4
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	-	-	2,0	4,7	6,3	7,2	9,0	10,4	18,6	25,8
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	0,0	0,0	2,0	4,7	6,3	7,2	9,0	10,4	18,6	25,8
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теп- лоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатацон- ном режиме	м ³ /ч	0,0	0,0	3,2	7,6	10,0	11,6	14,4	16,6	29,8	41,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	0,0	0,0	16,0	37,9	50,2	58,0	72,1	83,1	149,2	206,4
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	0,0	0,0	73,7	68,6	65,7	63,9	60,6	58,1	42,7	29,4
Доля резерва	%			95%	89%	85%	83%	78%	75%	55%	38%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /год	0	0	11348	26856	35532	41227	50918	58605	103592	143036
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	0	0	11348	26856	35532	41227	50918	58605	103592	143036
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теп- лоснабжения)	тыс.т/год	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Существующая производительность ВПУ котельных г. Смоленска, а также результаты расчетов перспективных балансов ее производительности и расхода теплоносителя для подпитки теплосети в номинальном и аварийном режимах на 2029 год приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4- Перспективные балансы производительности ВПУ и теплоносителя для подпитки тепловой сети в номинальном и аварийном режимах для котельных

Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м ³ /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м ³ /ч	средне-часовой расход подпиточной воды, м ³ /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м ³ /ч	нормативная производительность ВПУ, м ³ /ч		
№ 6 2-ой Краснофл. пер., 38	0,65	0,52	2,24	0,98	1	0,0
№ 7 Вяземская, 5	1,46	1,17	5,02	2,19	8	5,8
№ 8 Парковая, 20	0,23	0,18	0,79	0,35	1	0,7
№ 12 Вишенки	1,01	0,8	3,47	1,52	8	6,5
№ 13 Обл. больн. Гагарина, 27	0,08	0,06	0,31	0,12	8	7,9
№ 14 Гедеоновка	1,05	0,84	3,62	1,58	8	6,4
№ 16 Кловская, 19	0,30	0,24	1,03	0,45	0	-0,5
№ 19 Ситники 1, М.Еременко, 22	1,28	1,02	4,39	1,92	1,5	-0,4
№ 20 Ситники 2, М.Еременко, 44	1,53	1,22	5,26	2,29	2,3	0,0
№ 21 Ситники 3, М. Городнянского, 1	8,71	6,97	29,95	13,06	8	-5,06
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	0,18	0,15	0,62	0,27	0	-0,3
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	0,32	0,26	1,11	0,48	0	-0,5
№ 25 Баня № 5 Зя Северная	0,04	0,03	0,14	0,06	4	3,9
№ 26 1я Гор Больница, Фрунзе, 40	0,0	0,0	0,00	0,00	8	8,00
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,13	0,10	0,44	0,19	0	-0,2
№ 28 Дубровенская шк.-интернат	0,18	0,14	0,60	0,26	6	5,7
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,09	0,08	0,32	0,14	0	-0,1
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,04	0,04	0,15	0,07	0	-0,1
№ 31 Дом ребенка Красный бор	0,08	0,06	0,27	0,12	2	1,9
№ 32 ЖБИ Соболева, 116	0,78	0,62	2,69	1,17	8	6,8
№ 33СШ № 18 Рабочая.4 п. Гнездово	0,48	0,39	1,66	0,72	8	7,3
№ 34 2-й Краснофлотский пер., 40а	1,91	1,53	6,57	2,87	8	5,1
№ 35 Лавочкина, 39	0,93	0,74	3,20	1,40	2,5	1,1
№ 36 Ситники.4. Лавочкина, 54б	1,38	1,10	4,74	2,07	8	5,9
№ 37 Торфопредприятие, 44	0,27	0,22	0,94	0,41	6	5,6
№ 38 М.Краснофлотская, 31а	1,10	0,88	3,78	1,65	8	6,4
№ 39 Строгань, 7	1,31	1,05	4,51	1,97	8	6,0

Наименование	Показатели при перспективных тепловых нагрузках				Существующая производительность ВПУ, м ³ /ч	Резерв/дефицит
	расход исходной воды, м ³ /ч	средне-часовой расход подпиточной воды, м ³ /ч	нормативная аварийная подпитка химически необработанной и недеаэрированной водой, м ³ /ч	нормативная производительность ВПУ, м ³ /ч		
№ 40 Миловидово	0,54	0,43	1,85	0,80	0	-0,8
№ 41 4-й Краснофлотский пер., 4а	0,53	0,42	1,82	0,79	1	0,2
№ 42 Лавочкина, 47/1	0,44	0,35	1,50	0,66	1,5	0,8
№ 43 Ракитная ул. Энергетиков, 1	0,29	0,23	1,00	0,44	2,5	2,1
№ 44 Радищева, 14а	0,55	0,44	1,90	0,83	1	0,2
№ 45 Николаева, 21б крышная	0,06	0,05	0,20	0,09	1	0,9
№ 46 Гнездово	3,39	2,71	11,65	5,08	0	-5,1
№ 47 Николаева, 27а крышная	0,12	0,10	0,42	0,18	1	0,8
№ 50 Смолмебель Соболева, 113	1,69	1,36	5,83	2,54	2,8	0,3
№ 51 Автобаза № 5	0,17	0,13	0,58	0,25	0,7	0,4
№ 52 Революционная, 8	0,09	0,07	0,30	0,13	1	0,9
№ 57 Юнатов, 5	0,09	0,08	0,32	0,14	2,9	2,8
№ 59 Гагарина, 26 (1)	0,60	0,48	2,05	0,89	4,5	3,6
№ 60 Гагарина, 26 (П)	0,02	0,02	0,08	0,04	5,3	5,3
№ 61 Гагарина, 26 (Ш)	0,01	0,01	0,03	0,02	2,9	2,9
№ 63 Гагарина, 76	0,07	0,06	0,24	0,10	2,2	2,1
№ 64 Дохтурова, 29	0,15	0,12	0,51	0,22	4,5	4,3
№ 65 Николаева, 27 а (В)	0,10	0,08	0,34	0,15	1	0,9
№ 66 Колхозный пер., 48	1,02	0,82	3,51	1,53	1,7	0,2
№ 67 Нахимова, 18	1,58	1,26	5,43	2,37	5,2	2,8
№ 68 Кловка, 27	0,20	0,16	0,68	0,30	3,5	3,2
№ 69 Московский большак, 12 Октября, 48 (Хладосервис)	0,02	0,01	0,06	0,03	0	-0,03
Станционная, 1 БМК	0,29	0,23	1,01	0,44	1	0,6
Сортировка БМК	0,72	0,57	2,46	1,07	2	0,9
Сортировка БМК	0,42	0,33	1,43	0,62	3	2,4
"ОАО ЦИБ 79"	0,77	0,62	2,65	1,16	4	2,8
Новые отопительные котельные	13,70	10,96	47,13	20,55	-	-20,5

Как видно на ТЭЦ-2, котельной №21 и котельной №19 на перспективу возникает дефицит мощности ВПУ, для ликвидации которого схемой предусматривается расширение ВПУ:

- на ТЭЦ-2 до 307 м³/ч;
- на котельной № 21 – до 13,1 м³/ч;
- на котельной № 19 - до 2,0 м³/ч.

На новой Западной ТЭЦ, девяти муниципальных котельных (№№ 16, 23, 24, 27, 29, 30, 40, 46, 69) и новых отопительных котельных Схемой рекомендуется строительство ВПУ в составе:

- подогреватели исходной воды;
- На-катионитовые фильтры;
- подогреватели химочищенной воды;
- деаэратор.

Ориентировочные капиталовложения в реконструкцию и строительство ВПУ приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Ориентировочные капиталовложения в установку ВПУ

Теплоисточник	Производительность ВПУ, м ³ /час	Капвложения, млн.руб.
ТЭЦ-2	75,0	108,13
Новая Западная ТЭЦ	77,4	111,59
№ 16 Кловская, 19	0,45	0,65
№ 19 Ситники 1, М.Еременко, 22	0,4	0,58
№ 21 Ситники 3, М. Городнянского, 1	5,0	7,21
№ 23 СШ № 19 Лукина, 19	0,27	0,39
№ 24 СШ № 10 Гастелло, 10	0,48	0,69
№ 27 Сан. Лесн. Школа Красный бор	0,19	0,27
№ 29 СШ № 5 Красный бор	0,14	0,20
№ 30 Д/сад № 6 Красный бор	0,07	0,10
№ 40 Миловидово	0,8	1,15
№ 46 Гнездово	5,08	7,32
№ 69 Московский большак, 12	0,03	0,04
Сумма	165,3	238,3

ГЛАВА 6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

а) определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Главным условием при организации централизованного теплоснабжения является расположение источника теплоснабжения в центре тепловых нагрузок с оптимальным радиусом передачи тепла, наличие на источнике современного основного оборудования, а также тепловых сетей от него.

В Схеме предлагаются следующие решения по обеспечению тепловых нагрузок:

1) на юго-западе Ленинского района для теплоснабжения районов, удаленных от зоны ТЭЦ-2, строительство Западной ТЭЦ, от которой предусматривается теплоснабжение новых районов с суммарной тепловой нагрузкой в сетевой воде 130,1 Гкал/ч (без учета тепловых потерь):

- Чернушки-Ясенное в пределах и за границей городской черты;
- Миловидово-Загорье в пределах и за границей городской черты;
- Рябиновая Поляна в пределах городской черты;
- Кловка;
- Вишенки-Алексино.

2) расширение зоны теплоснабжения ТЭЦ-2 на 188,7 Гкал/ч в сетевой воде (без учета тепловых потерь) в том числе за счет:

- подключения многоквартирных домов и общественных объектов с суммарной тепловой нагрузкой 110,1 Гкал/ч, строящихся в новых районах в пределах радиуса эффективного теплоснабжения ТЭЦ-2:

- Одинцово;
- Киселевка за границей городской черты;
- Поповка;
- Тихвинка;
- ул. 2-ая Киевская;
- Солдатская слобода;
- Офицерская слобода;

- подключения зон теплоснабжения 10 закрываемых муниципальных котельных с суммарной тепловой нагрузкой 26,8 Гкал/ч в соответствии с «Положением о территориальном планировании г. Смоленска» и «Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования города Смоленска на 2013-2015 годы с перспективой до 2020 года»;

- подключения 22 запланированных к строительству потребителей, которым выданы ТУ на подключение, с суммарной тепловой нагрузкой 49,4 Гкал/ч;

- переключение от паропровода № 7 на сетевую воду потребителей с суммарной тепловой нагрузкой 2,4 Гкал/ч.

Новые тепловые потребители подключаются к ближайшим тепловым камерам существующих тепловых сетей.

3) Подключение к котельному цеху ТЭЦ-2 в соответствии с выданными ТУ новых потребителей тепла в сетевой воде и в паре с суммарной тепловой нагрузкой 3,5 Гкал/ч.

4) Обеспечение тепловой нагрузки 36,3 Гкал/ч пяти новых районов многоквартирной жилой застройки (Пруды, Рябиновая поляна за границей городской черты, Рябиновая поляна-2 в пределах и за границей городской черты и Анастасино), удаленных от зоны централизованного теплоснабжения от индивидуальных отопительных котельных.

5) Из-за экономической нецелесообразности централизованного теплоснабжения на территориях с низкой плотностью тепловых нагрузок, теплоснабжение индивидуальной жилой застройки в районах Пруды, Рябиновая поляна, Рябиновая поляна-2, Чернушки-Ясенное, Вишенки-Алексино, Миловидово-Загорье, Тихвинка, Киселевка, Подснежники, Пасово и Анастасино с суммарной тепловой нагрузкой 36,1 Гкал/ч от собственных индивидуальных теплогенераторов.

6) Тепловая нагрузка потребителей, не переключенных на сетевую воду от ТЭЦ-2 при ликвидации паропровода №7, в размере 2,7 Гкал/ч обеспечивается в соответствии с принятым решением от индивидуальных отопительных котельных (0,9 Гкал/ч) и ИТГ (1,8 Гкал/ч).

7) Поквартирное теплоснабжение новых многоквартирных домов Схемой не предусматривается.

б) обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

На юго-западе Ленинского района для теплоснабжения районов, удаленных от зоны теплоснабжения ТЭЦ-2, однозначно предусматривается строительство новой Западной ТЭЦ.

Для обеспечения тепловой нагрузки в размере 136,6 Гкал/ч (с учетом тепловых потерь) рассматриваются два варианта состава оборудования, предлагаемого к установке на новой ТЭЦ:

- **вариант 1** – установка блока ПГУ электрической мощностью 65 МВт;
- **вариант 2** – установка двух газовых турбин ГТ-12 типа ЭГЭС 12С.

По обоим вариантам в качестве основного топлива для газовых турбин предусматривается природный газ, аварийное топливо для них не предусматривается.

Температурный график отпуска тепла от Западной ТЭЦ - 150/70 °С.

Вариант 1

Вариант 1 предусматривает строительство ТЭЦ установленной электрической мощностью 65 МВт, тепловой - 175 Гкал/ч со следующим составом основного оборудования:

- три водогрейных котла - 2хКВГМ-50, 1хКВГМ-30;
- блок ПГУ 65 МВт.

ПГУ 65 МВт включает в себя:

- газовую турбину типа SGT-800 производства «Siemens DDIT» электрической мощностью 45 МВт;
- паровой котел-утилизатор производительностью 74,3 т/ч пара с охладителем конденсата теплопроизводительностью 7,9 Гкал/ч;
- паровую турбину Т-20-8,0 электрической мощностью 20 МВт;
- паровой котел типа КП-2,5-0,6, который будет обеспечивать пусковые операции блока ПГУ.

Основные технические характеристики блока ПГУ-65 приведены в таблицах 6.1-6.4.

Таблица 6.1– Основные характеристики газовой турбины

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		SGT-800
Номинальная мощность на клеммах электрогенератора	МВт	45
Изготовитель		«Siemens DDIT»
КПД на клеммах генератора в простом цикле	%	37
Степень сжатия		20
Расход воздуха	кг/с	121,2
Расход природного газа	нм ³ /ч	12х10 ³
Давление природного газа	МПа	2,7...3,0
Температура газов на выходе, °С	°С	538
Массовый расход выхлопных газов кг/с	кг/с	130
Частота вращения	об/мин	6600
Уровень звука в одном метре от укрытия ГТУ не превышает	дБА	85
Масса ГТУ	т	90

Таблица 6.2 – Основные характеристики парового котла-утилизатора

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Контур высокого давления		
- производительность по пару	т/ч	59,8
- давление пара на выходе	МПа (абс.)	8,0
- температура пара на выходе	°С	490
Контур низкого давления		
- производительность по пару	т/ч	14,5
- давление пара на выходе	МПа	0,7
- температура пара на выходе	°С	221
Температура питательной воды для обоих контуров	°С	133
Теплопроизводительность охладителя конденсата	Гкал/ч	7,9
Расход газов через котёл	кг/с	130

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Температура газов:		
- на входе в котёл	°С	538
- на выходе из котла	°С	104
Масса котла	т	2525

Таблица 6.3 – Основные характеристики паровой турбины

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		Т-20-8,0
Изготовитель		ОАО «ЛМЗ»
Номинальная мощность генератора	МВт	20
Расход пара:		
- высокого давления	т/ч	59,8
- низкого давления	т/ч	14,5
Давление пара перед регулирующим клапаном:		
- высокого давления	МПа	8,0
- низкого давления	МПа	0,7
Температура пара перед регулирующим клапаном:		
- высокого давления	°С	490
- низкого давления	°С	221
Расход охлаждающей воды при температуре 20 °С	м ³ /ч	4270
Расход пара в конденсатор при конденсационном режиме	т/ч	70

Турбина имеет один теплофикационный отбор.

Таблица 6.4 – Основные характеристики парового котла

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		КП-2,5-0,6
Изготовитель		ОАО «ГСКБ»
Паропроизводительность	т/ч	2,5
Давление пара (макс.)	МПа	0,6
Температура пара (макс.)	°С	164
Температура питательной воды	°С	100
Расход природного газа, нм ³ /ч	нм ³ /ч	192
Давление природного газа, МПа	МПа	0,04
КПД, не менее, газ	%	91
Уровень шума	дБ	80
Масса котла	т	5,23

Баланс тепла и пара Западной ТЭЦ по варианту 1 приведен в таблице 6.5.

Ориентировочные капиталовложения в строительство Западной ТЭЦ по варианту 1 составят 3,7 млрд. рублей.

Таблица 6.5 - Баланс тепла и пара Западной ТЭЦ. Вариант 1

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
						Тепловые нагрузки					
						1.Сетевая вода, Гкал/ч	136,6	117,7	90,9	76,9	24,5
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	108,8	89,9	64,5	50,6	-
						гвс	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
						потери в тепловых сетях	6,5	6,5	5,1	5,0	3,2
						2.Отопление площадки, Гкал/ч	0,6	0,5	0,4	0,3	-
Пар 0,12 МПа, т/ч											
Турбина 1xТ-20-8.0	71,3	71,3	71,3	71,3	42,0	Подогреватель сетевой воды	62,8	62,8	62,8	62,8	36,4
						Подогрев сырой воды для подпитки КУ и теплосети	2,83	2,83	2,83	2,83	1,26
						Подогреватели и деаэраторы подпитки теплосети	5,71	5,71	5,71	5,71	4,28
Итого	71,3	71,3	71,3	71,3	42,0	Итого	71,3	71,3	71,3	71,3	42,0
Пар 0,7 МПа, т/ч											
Котел-утилизатор (контур низкого давления)	14,5	14,5	14,5	14,5	8,5	Турбина 1xТ-20-8.0	13,9	13,9	13,9	13,9	8,1
						Деаэратор	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4
Итого	14,5	14,5	14,5	14,5	8,5	Итого	14,5	14,5	14,5	14,5	8,5

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
<u>Пар 8,0 МПа, т/ч</u>											
Котел-утилизатор (контур высокого давления)	59,8	59,8	59,8	59,8	35,2	Турбина 1хТ-20-8.0	59,8	59,8	59,8	59,8	35,2
Итого	59,8	59,8	59,8	59,8	35,2	Итого	59,8	59,8	59,8	59,8	35,2
<u>Баланс тепла, Гкал/ч</u>											
Тепло, вносимое с подпиткой	2,7	2,7	2,7	2,7	1,7	Сетевая вода	136,6	117,7	90,9	76,9	24,5
Подогреватель сетевой воды	32,9	32,9	32,9	32,9	19,1	Отопление площадок	0,6	0,5	0,4	0,3	-
Охладитель конденсата	7,9	7,9	7,9	7,9	3,7						
2хКВГМ-50 + КВГМ-30	93,7	74,8	47,8	33,7	-						
Итого	137,2	118,2	91,3	77,2	24,5	Итого	137,2	118,2	91,3	77,2	24,5
<u>Электрическая мощность, МВт</u>											
1хГТ-45	47	47	45	45	27,0						
1хТ-20-8.0	16	16	16	16	9,5						
Итого	63	63	61	61	36,5						

Вариант 2

Вариант 2 предусматривает строительство ТЭЦ установленной электрической мощностью 24 МВт, тепловой - 183 Гкал/ч в составе:

- три водогрейных котла КВГМ-50;
- две газовых турбины ГТ-12 типа ЭГЭС 12С;
- два паровых котла-утилизатора, каждый производительностью 27,5 т/ч пара с встроенным пучком теплопроизводительностью 1,2 Гкал/ч.

Технические характеристики ГТ-12 и котла-утилизатора по варианту 2 приведены в таблицах 6.6, 6.7, баланс тепла и пара - в таблице 6.8.

Ориентировочные капиталовложения в строительство Западной ТЭЦ по варианту 2 составят 1,36 млрд. рублей.

Таблица 6.6 – Основные характеристики газовой турбины ГТ-12

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Тип		ЭГЭС-12С
Номинальная мощность на клеммах электрогенератора	МВт	12,0
Изготовитель		ЗАО «Искра-Энергетика»
КПД на клеммах генератора в простом цикле	%	32,6
Степень повышения давления в компрессоре		16,1
Давление природного газа	МПа	2,8...3,2
Температура газов на выходе, °С	°С	496
Массовый расход выхлопных газов кг/с	кг/с	45,9
Частота вращения	об/мин	3000
Уровень звука при обслуживании на расстоянии одного метра не более	дБА	80
Масса ГТЭС	т	190

Таблица 6.7 – Основные характеристики парового котла-утилизатора

Параметры	Единица измерения	Расчетные показатели
Параметры пара		
- производительность	т/ч	27,5
- давление	МПа (абс.)	1,0
- температура	°С	175
Температура питательной воды	°С	104
Теплопроизводительность встроенного пучка	Гкал/ч	1,2
Расход газов через котёл	кг/с	45,9
Температура газов:		
- на входе в котёл	°С	496
- на выходе из котла	°С	110

Таблица 6.8 - Баланс тепла и пара Западной ТЭЦ. Вариант 2

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
						Тепловые нагрузки					
						1.Сетевая вода, Гкал/ч	136,6	117,7	90,9	76,9	24,5
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	108,8	89,9	64,5	50,6	-
						гвс	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
						потери в тепловых сетях	6,5	6,5	5,1	5,0	3,2
						2.Отопление площади, Гкал/ч	0,6	0,5	0,4	0,3	-
Пар 1,0 МПа, т/ч											
2хКУ	55,0	55,0	55,0	55,0	43,1	Деаэратор	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
						Подогрев сырой воды для подпитки КУ и теплосети	2,66	2,66	2,66	2,66	1,25
						Подогреватели и деаэраторы подпитки теплосети	5,60	5,60	5,60	5,60	4,20
						Подогреватель сетевой воды	46,2	46,2	46,2	46,2	37,1
Итого	55,0	55,0	55,0	55,0	43,1	Итого	55,0	55,0	55,0	55,0	43,1
Баланс тепла, Гкал/ч											
Тепло, вносимое с подпиткой	2,7	2,7	2,7	2,7	1,7	Сетевая вода	136,6	117,7	90,9	76,9	24,5
Подогреватель сетевой воды	25,9	25,9	25,9	25,9	20,8	Отопление площадок	0,6	0,5	0,4	0,3	-
Встроенный пучок	2,4	2,4	2,4	2,4	2,0						

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Наибол. холодн. месяца	Средне-зимний	Средне-летний
3хКВГМ-50	106,2	87,3	60,3	46,2	-						
Итого	137,2	118,2	91,3	77,2	24,5	Итого	137,2	118,2	91,3	77,2	24,5
Электрическая мощность, МВт											
1хГТ-45	24	24	24	24	20						
Итого	24	24	24	24	20						

Технико-экономические показатели работы Западной ТЭЦ по вариантам 1 и 2 приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Технико-экономические показатели работы Западной ТЭЦ

Показатель	Единица измерения	Величина	
		Вариант 1	Вариант 2
1 Оборудование			
водогрейные котлы	шт.х тип	2хКВГМ-50	3хКВГМ-50
		1хКВГМ-30	-
газовые турбины	шт.х тип	1хГТ типа SGT-800	2хГТ-12 типа ЭГЭС-12С
котлы утилизаторы	шт.х тип	1хКУ (59,8+14,5 т/ч)	2хКУ (27,5 т/ч+1,2 Гкал/ч)
паровые турбины	шт.х тип	1хТ-20-8.0	-
2 Установленная электрическая мощность	МВт	65	24
3 Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	175	183
4 Максимально-часовые тепловые нагрузки в сетевой воде - всего	Гкал/ч	136,6	
5 Годовой отпуск тепла потребителям, всего	тыс. Гкал	468,8	468,8
6 Годовой отпуск тепла с учетом СН	тыс. Гкал	472,1	472,1
в том числе:			
6.1 из отбора турбины	тыс. Гкал	239,6	-
6.2 от КУ	тыс. Гкал	-	214,0
6.3 от сетевого подогревателя КУ	тыс. Гкал	49,4	18,0
6.4 от водогрейных котлов	тыс. Гкал	183,1	240,1
7 Суммарная выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	425,2	180,4
в том числе:			
- газовой турбиной	млн. кВт·ч	313,9	180,4
- паровой турбиной	млн. кВт·ч	111,3	-
8 Число часов использования установленной мощности	ч.	6422	7516
9 Суммарный годовой расход топлива на ГТ	тыс. т у. т.	112,4	70,6
в том числе:			
- на отпуск электроэнергии	тыс. т у. т.	60,6	27,6
- на отпуск тепла	тыс. т у. т.	51,8	43,0
10 Удельный расход условного топлива			
- на выработку электроэнергии	г у. т./кВт·ч	142,4	152,7
- на выработку тепла	кг у. т./Гкал	160,8	177,5
11 Годовой расход э/э на собственные нужды на выработку э/э	млн. кВт·ч	11,63	4,51
12 Годовой расход э/э на собственные нужды на отпуск тепла	млн. кВт·ч	21,56	21,56
13 Суммарный годовой расход э/э на собственные нужды	млн. кВт·ч	33,2	26,1
14 Годовой отпуск э/э	млн. кВт·ч	392,0	154,3
15 Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г у. т./кВт·ч	154,5	178,5

Показатель	Единица измерения	Величина	
		Вариант 1	Вариант 2
16 Удельный расход условного топлива на отпуск тепла от водогрейных котлов	кг у. т./Гкал	157,5	157,5
17 Годовой расход топлива на отпуск тепла от водогрейных котлов	тыс. т у. т.	28,8	37,8
18 Суммарный расход топлива на отпуск тепла	тыс. т у. т.	80,7	80,9
19 Удельный расход условного топлива на отпуск тепла от ТЭЦ	кг/Гкал	172,1	172,5
20 Суммарный расход топлива	тыс. т у. т.	141,2	108,4
в том числе:			
- газовые турбины	тыс. т у. т.	112,4	70,6
- водогрейные котлы	тыс. т у. т.	28,8	37,8

Кроме новой Западной ТЭЦ, для обеспечения прироста тепловых нагрузок, возникающего в районах, удаленных от зоны централизованного теплоснабжения, Схемой предусматривается строительство новых отопительных котельных, перечень которых представлен в таблице 6.10.

Размещение новых теплоисточников представлено на рисунке 6.1.

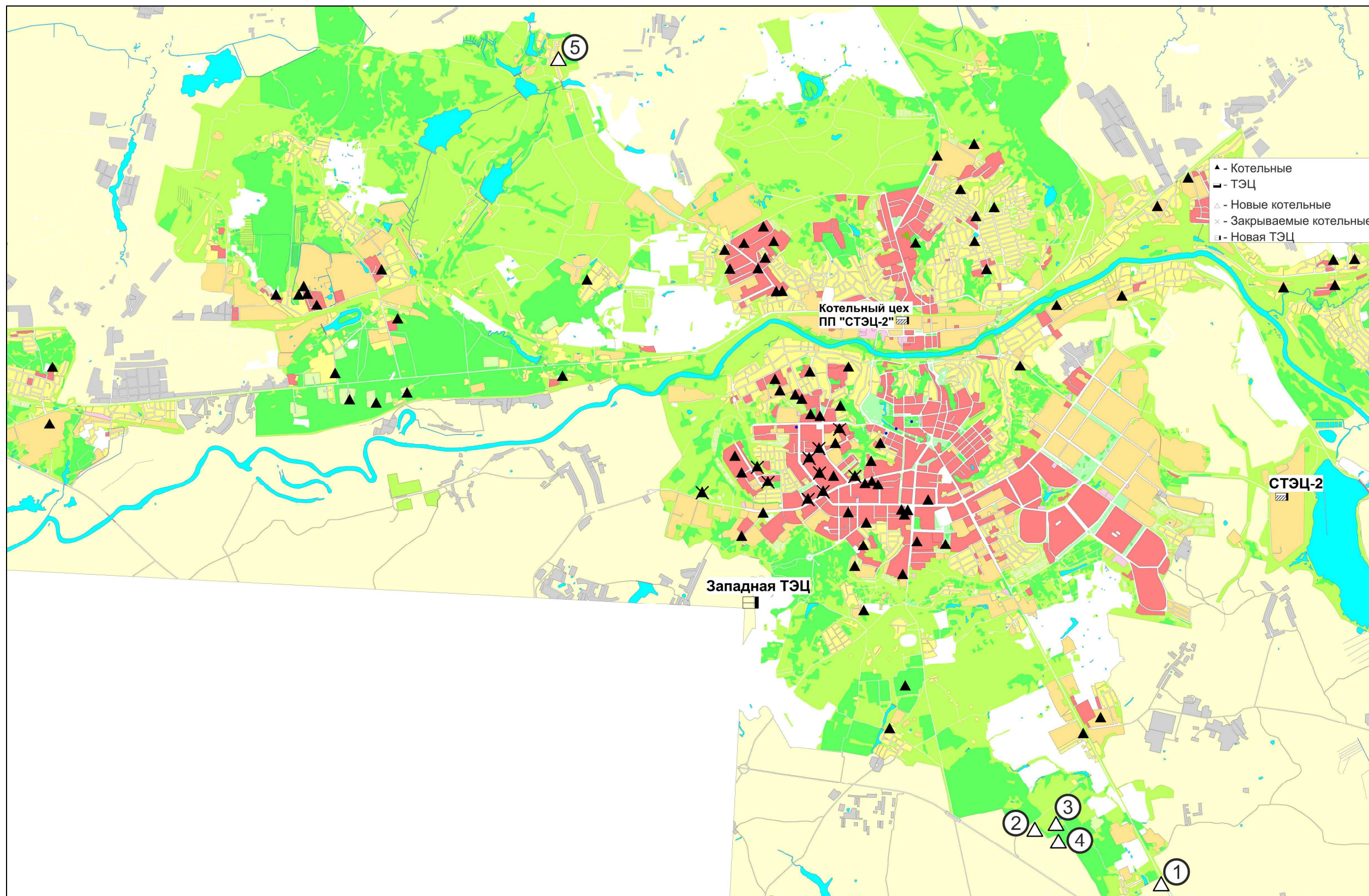


Рисунок 6.1 - Схема размещения централизованных теплоисточников, существующих и новых отопительных котельных в г. Смоленске

Таблица 6.10 – Перечень и характеристика новых отопительных котельных

Номер на рис. 6.1	Наименование котельной	Потребители	Тепловая нагрузка на 2029 г. (без учета тепловых потерь), Гкал/ч			Установленная тепловая мощность не менее, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
			отопление и вентиляция	ГВС	всего		
Ленинский район							
1	Район Пруды	Многokвартирные жилые дома и общественные объекты социально-бытового назначения	2,61	0,52	3,13	4,0	2025-2029 гг.
2	Рябиновая поляна за границей горчерты		8,34	1,65	9,99	12,7	2020-2029 гг.
3	Рябиновая поляна-2 в пределах горчерты		9,03	1,79	10,82	14,2	2020-2024 гг.
4	Рябиновая поляна-2 за границей горчерты		8,26	1,64	9,90	12,5	2025-2029 гг.
Заднепровский район							
5	Район Анастасино	Многokвартирные жилые дома и общественные объекты социально-бытового назначения	0,57	0,11	0,68	0,9	2017 г.
Всего по городу пять отопительных котельных			28,8	5,7	34,5	44,3	

в) обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Смоленская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1972 г. В настоящее время большинство производственных мощностей ТЭЦ сильно изношены и не соответствуют современным требованиям, предъявляемым к оборудованию по производительности, экологичности и ресурсосбережению (на сегодняшний день на выработку 1 кВт·ч тратится в среднем 299,49 г у. т.).

Повышение эффективности работы ТЭЦ-2, а также обеспечение ее перспективных тепловых нагрузок рассмотрено в двух вариантах:

- **вариант 1** – замена выработавшего свой ресурс оборудования на новое с дополнительной установкой на ТЭЦ блока ПГУ-130 МВт.

- **вариант 2** – замена выработавшего свой ресурс оборудования на новое и расширение ТЭЦ-2 водогрейным котлом КВГМ-100.

По обоим вариантам предусматривается

- замена выработавшей свой ресурс турбины ПТ-60-130-13 ст. № 1 на ПТ-80/100-130;

- замена двух паровых котлов БКЗ-210-140 на один Е-500-140.

Вариант 1

По **варианту 1** дополнительно предусматривается:

- установка одного блока ПГУ-130 МВт тепловой мощностью 82 Гкал/ч в составе:

- две газовые турбины ГТ-45 электрической мощностью 45 МВт;

- два котла-утилизатора;

- одна паровая турбина Т-40-7,5 номинальной электрической мощностью 40 МВт.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-2 после реконструкции составит 425 МВт, тепловая – 901 Гкал/ч.

В качестве основного топлива для газовых турбин предусматривается природный газ, резервное и аварийное топливо не предусматривается.

Балансы тепла и пара ТЭЦ-2 по варианту 1 приведены в таблице 6.11.

Ориентировочные капиталовложения в реконструкцию ТЭЦ-2 по варианту 1 составят около 9,6 млрд. рублей, в том числе установка блока ПГУ-130 МВт – 5,8 млрд. рублей.

Вариант 2

По **варианту 2** предлагается замена турбины ПТ-60-130-13 ст. № 1 и двух котлов БКЗ-210-140 аналогично варианту 1 и расширение ТЭЦ-2 водогрейным котлом КВГМ-100.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-2 по варианту 2 составит 295 МВт, тепловая – 919 Гкал/ч.

Ориентировочные капиталовложения в расширение ТЭЦ-2 по варианту 2 составят около 4,5 млрд. рублей.

Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-2 по обоим вариантам сохраняется на существующем уровне 150/70 °С со срезкой на 115 °С.

Балансы тепла и пара ТЭЦ-2 по варианту 2 приведены в таблице 6.12.

Расчет технико-экономических показателей ТЭЦ-2 по рассмотренным вариантам при нагрузках 2029 года приведен в таблице 6.13.

Таблица 6.11 – Баланс тепла и пара ТЭЦ-2. Вариант 1

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
						Тепловые нагрузки					
						1. Пар, т/ч, всего	34,5	34,5	34,5	30,6	24
						1. Пар, Гкал/ч, всего	20,7	20,7	20,7	18,35	14
						в том числе:					
						технология	20,3	20,3	20,3	18,3	14
						ОВ	0,4	0,4	0,4	0,05	-
						2.Сетевая вода, Гкал/ч, всего	727,8	625,1	469,8	388,9	114,3
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	607,7	505,0	360,3	282,6	-
						горячее водоснабжение	80,9	80,9	80,9	80,9	88,0
						потери	39,2	39,2	28,6	25,4	26,3
						3.Отопление площадки ТЭЦ	5,0	3,4	2,8	2,3	-
Пар 0,12 МПа, т/ч											
1хПТ-80/100-130	134,6	163,5	178,8	182,7	71,0	Подогрев сырой воды	18,1	16,7	17,5	16,1	8,1
1хТ-100/120-130-2	307,7	-	261,6	239,8	-	Подогреватели и деаэраторы подпитки котлов	21,0	16,6	18,5	13,9	4,9
1хТ-110/120-130-4	336,5	336,5	336,5	192,3	-	Подогреватели подпитки теплосети	28,2	28,2	28,2	28,2	21,2
РОУ 1,3/0,12	-	-	-	-	-	Деаэраторы подпитки теплосети	3,8	3,8	3,8	3,8	2,8
						Бойлера турбины 1хПТ-80/100-130	63,5	98,1	111	121	34,0
						Бойлера турбины Т-100/120-130-2	307,7	-	261,6	239,8	-
						Бойлера турбины Т-110/120-130-4	336,5	336,5	336,5	192,3	-

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
Итого	778,8	500,0	777,0	614,8	71,0	Итого	778,8	500,0	777,0	614,8	71,0
Пар 0,6 МПа, т/ч											
РОУ 1,3/0,6	18,0	16,0	16,0	15,0	8,0	Деаэраторы оч.14,0 МПа	18,0	16,0	16,0	15,0	8,0
Пар 1,3 МПа, т/ч											
1хПТ-80/100-130	163,4	138,1	125,1	99,9	36,2	Производство:	34,5	34,5	34,5	30,6	24,0
РОУ 14/1,3						Мазутное хозяйство	46,0	46,0	31,3	24,5	5,0
						Калориферы	66,7	43,2	45,0	31,4	-
						РОУ 1,3/0,6	16,2	14,4	14,4	13,5	7,2
						РОУ 1,3/0,12					
Итого	163,4	138,1	125,1	99,9	36,2	Итого	163,4	138,1	125,1	99,9	36,2
Пар 14,0 МПа, т/ч											
Паровые котлы 2хБКЗ-210-140-7	390,0	405,0	260,0	140,0	180,0	1*ПТ-80/100-130	460,0	440,0	460,0	450,0	180,0
1хТГМЕН-464	500,0	500,0	500,0	380,0	-	1*Т-100/120-130-2	465,0	-	335,0	315,0	-
1xE-500-140	500,0	-	500,0	500,0	-	1*Т-110/120-130-4	465,0	465,0	465,0	255,0	-
Итого	1390,0	905,0	1260	1020,0	180,0	Итого	1390,0	905,0	1260,0	1020,0	180,0
Баланс тепла, Гкал/ч											
Тепло, вносимое с подпиткой	20,6	20,6	20,6	20,6	14,5	Сетевая вода	728	625	470	389	114,3
Бойлера турбин 1хПТ-80/100-130	33,0	51,0	57,6	63,4	17,7	Отопление площадки ТЭЦ	5,0	3,4	2,8	2,3	0,0
Бойлера турбины Т-100/120-130-2	160	-	137,8	125	-						
Бойлера турбины Т-110/120-130-4	175	175	175,0	100	-						

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
Бойлер турбины Т-40-7,5	72	72	72	72	72,0						
Сетевой подогреватель КУ	10	10	10	10	10,0						
Водогрейные котлы (3хКВГМ-100)	262,4	300	-	-	-						
Итого	733	629	473	391	114,3	Итого	733	629	473	391	114,3
Электрическая мощность, МВт											
1хПТ-80/100-130/13	77	81	83	80	32						
1хТ-100/120-130-2	105	-	74	72	-						
1хТ-110/120-130-4	110	110	110	51	-						
Блок ПГУ-115 (наме-чаемый)	124,5	124,5	124,5	124,5	118,5						
в том числе:											
2хГТ-45	96,0	96,0	96,0	96,0	90,0						
1х Т-40-7,5	28,5	28,5	28,5	28,5	28,5						
Итого	417	316	392	328	151						

Таблица 6.12 – Баланс тепла и пара ТЭЦ-2. Вариант 2

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
						Тепловые нагрузки					
						1. Пар, т/ч, всего	34,5	34,5	34,5	30,6	24,0
						в том числе:					
						Р=1,3 МПа	34,5	34,5	34,5	30,6	24,0
						2.Сетевая вода, Гкал/ч, всего	727,8	625,1	469,8	388,9	114,3
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	607,7	505,0	360,3	282,6	-
						горячее водоснабжение	80,9	80,9	80,9	80,9	88,0
						потери	39,2	39,2	28,6	25,4	26,3
						3.Отопление площадки ТЭЦ	5	3,5	2,8	2,3	-
Пар 0,12 МПа, т/ч											
1хПТ-80/100-130	135,4	164,3	181,0	187,0	112,3	Подогрев сырой воды	18,1	16,7	17,5	16,1	7,8
1*Т-100/120-130-2	307,7	-	307,7	307,7	-	Подогреватели и деаэраторы подпитки котлов	21,0	16,6	18,5	13,9	3,9
1*Т-110/120-130-4	336,5	336,5	336,5	282,7	115,4	Подогреватели подпитки теплосети	28,2	28,2	28,2	28,2	21,2
РОУ 1,3/0,12						Деаэраторы подпитки теплосети	3,8	3,8	3,8	3,8	2,8
						Бойлера турбин 1хПТ-80/100-130	63,5	98,1	110,8	120,6	76,6
						Бойлера турбины Т-100/120-130-2	308	288	308	308	-
						Бойлера турбины Т-110/120-130-4	337	-	337	319	115
Итого	779,6	500,8	825,2	777,4	227,7	Итого	779,6	500,8	825,2	777,4	227,7
Пар 0,6 МПа, т/ч											
РОУ 1,3/0,6	18,0	16,0	16,0	15,0	12,0	Деаэраторы оч.14,0 МПа	18,0	16,0	16,0	15,0	12,0
Пар 1,3 МПа, т/ч											

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
1хПТ-80/100-130	163,4	138,1	125,1	99,9	39,8	Производство:	34,5	34,5	34,5	30,6	24,0
						Мазутное хозяйство	45,2	45,2	33,5	28,8	5,0
						Калориферы	66,7	43,2	45,0	31,4	-
						РОУ 1,3/0,12	16,2	14,4	14,4	13,5	10,8
Итого	163,4	138,1	125,1	99,9	39,8	Итого	163,4	138,1	125,1	99,9	39,8
Пар 14,0 МПа, т/ч											
Паровые котлы 2хБКЗ-210-140-7	390,0	405,0	390,0	395,0	-	1хПТ-80/100-130	460,0	440,0	460,0	450,0	215,0
1хТГМЕН-464	500,0	500,0	500,0	400,0	355,0	1*Т-100/120-130-2	465,0	-	465,0	465,0	-
1хЕ-500-140	500,0	0,0	500,0	500,0	-	1*Т-110/120-130-4	465,0	465,0	465,0	380,0	140,0
Итого	1390,0	905,0	1390,0	1295,0	355,0	Итого	1390,0	905,0	1390,0	1295,0	355,0
Баланс тепла, Гкал/ч											
Тепло, вносимое с подпиткой	20,6	20,6	20,6	20,6	14,5	Сетевая вода	727,8	625,1	469,8	388,9	114,3
Бойлера турбин 1хПТ-80/100-130	33	51	57,6	63	39,8	Отопление площадки ТЭЦ	5,0	3,5	2,8	2,3	-
Бойлера турбины Т-100/120-130-2	160	-	160,0	160	-						
Бойлера турбины Т-110/120-130-4	175	175	175,0	147,4	60						
Водогрейные котлы (3хКВГМ-100)+1хКВГМ-100	344,4	382,6	59,8	-	-						
Итого	733	629	473	391	114,3		733	629	473	391	114,3
Электрическая мощность, МВт											
1хПТ-80/100-130	77	83	83	80	40						

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
1*Т-100/120-130-2	105	97	105	105	-						
1*Т-110/120-130-4	110	-	110	82	30						
Итого	292	180	298	267	70						
Коэффициент теплофикации	0,54										

Таблица 6.13 – Технико-экономические показатели работы Смоленской ТЭЦ-2

Показатели	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
Состав оборудования:			
паровые турбины	шт. х тип	1хПТ-80/100-130	1хПТ-80/100-130
		1хТ-100/120-130-2	1хТ-100/120-130-2
		1хТ-110/120-130-4	1хТ-110/120-130-4
паровые котлы	шт. х тип	2хБКЗ-210-140-7	2хБКЗ-210-140-7
		1хТГМЕН-464	1хТГМЕН-464
		1хЕ-500-140	1хЕ-500-140
блок ПГУ в составе			
газовые турбины	шт. х тип	2хГТ-45 (SGT 800)	-
котлы утилизаторы	шт. х тип	2хКУ	-
паровая турбина		1хТ-40-7,5	-
водогрейные котлы	шт. х тип	3хКВГМ-100	4хКВГМ-100
Установленная электрическая мощность	МВт	425	295
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	901	919
Максимально-часовые тепловые нагрузки - всего	Гкал/ч	748,2	
в том числе:			
- в паре	т/ч	34,5	
- в сетевой воде	Гкал/ч	727,8	
Годовой отпуск тепла, всего	тыс. Гкал	2479,8	
Годовая выработка э/э ТЭЦ-2	млн. кВт·ч	2072,7	1293,8
в т. ч. ПГУ	млн. кВт·ч	981,8	-
Годовой расход э/э на собственные нужды	млн. кВт·ч	140,5	124,6
Годовой отпуск э/э от ТЭЦ-2	млн. кВт·ч	1932,2	1169,2
в т. ч. от ПГУ	млн. кВт·ч	937,0	-
Суммарный расход топлива по ТЭЦ	тыс. т у. т.	744,2	613,2
в том числе:			
- ПГУ	тыс. т у. т.	258,4	-
- паровые котлы	тыс. т у. т.	470,5	574,6
- водогрейные котлы	тыс. т у. т.	15,3	38,6
в том числе:			
на отпуск электроэнергии	тыс. т у. т.	316,5	201,2
на отпуск теплоты	тыс. т у. т.	427,7	412,0
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт·ч	163,8	172,1
Удельный расход топлива на отпуск теплоты	кг/Гкал	171,8	165,5
Годовой расход топлива по видам			

Показатели	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
- газ	тыс. т у. т.	695,6	551,9
- мазут	тыс. т у. т.	48,6	61,3

г) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Так как в соответствии с СП 89.13330.2012 «Котельные установки» (актуализированная редакция СНиП II-35-78) на теплоисточниках с установленной тепловой мощностью более 10 МВт (8,6 Гкал/ч) должна предусматриваться установка электрогенерирующего оборудования, в котельном цехе ТЭЦ-2 Схемой предусматривается к 2015 году установка турбины Р-6-2,9/0,5.

Реализация этого мероприятия позволит:

- использовать безвозвратно теряемую энергию пара при его редуцировании на РОУ для производственных потребителей и собственных нужд на производство электрической энергии;

- обеспечить всю максимально-часовую паровую нагрузку в размере 27 Гкал/ч от турбины, располагаемая мощность которой составляет 44 Гкал/ч;

- так как турбина может быть установлена на существующий фундамент ранее демонтированной турбины, снизить капиталовложения в реализацию проекта;

- снизить постоянные издержки, в которых покупка электроэнергии составляет 21%, а также продавать излишки вырабатываемой электрической энергии на розничном рынке;

- улучшить технико-экономические показатели котельного цеха за счёт выработки электрической энергии на тепловом потреблении. Удельные расходы топлива на отпуск тепловой энергии снизятся до 160,1 кг/Гкал, на выработку электроэнергии составят 153,1 г у.т./кВт·ч.

Установленная электрическая мощность котельного цеха ТЭЦ-2 после реконструкции составит 6 МВт, тепловая – 182,2 Гкал/ч.

Капиталовложения в установку турбины – 37,9 млн. рублей.

Баланс тепла и пара котельного цеха ТЭЦ-2 после его реконструкции приведен в таблице 6.14, расчет его технико-экономических показателей при нагрузках 2029 года – в таблице 6.15.

Таблица 6.14 – Баланс тепла и пара котельного цеха ТЭЦ-2

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
						Тепловые нагрузки					
						1. Пар, т/ч	46,6	41,3	32,7	28,4	13,7
						2. Сетевая вода - всего, Гкал/ч	94,3	81,5	59,6	48,4	-
						в том числе:					
						отопление и вентиляция	80,5	67,8	47,7	37,4	-
						горячее водоснабжение	7,1	7,1	7,1	7,1	-
						потери в тепловых сетях	6,6	6,6	4,8	3,9	-
						3. Отопление площади, Гкал/ч	0,3	0,3	0,2	0,1	-
Пар 0,6 МПа, т/ч											
Р-6-2,9/0,5	78,6	78,6	78,6	78,6	15,2	Производство	46,6	41,3	32,7	28,4	13,7
РОУ 14/1,2	-	30,9	-	-	-	Подпитка цикла	9,1	6,3	5,0	4,6	1,5
						Подпитка теплосети	5,6	5,6	5,6	5,6	-
						Мазутное хозяйство	4,9	4,4	3,4	3,1	-
						Подогреватель сетевой воды	12,5	51,7	31,8	36,9	-
Итого	78,6	109,5	78,6	78,6	15,2	Итого	78,6	109,5	78,6	78,6	15,2
Пар 3,0 МПа, т/ч											
1хБМ-45	40,0	40,0	40,0	40,0	-	Р-6-2,9/0,5	78,6	78,6	78,6	78,6	15,2
1хТС-20р	16,0	16,0	16,0	16,0	15,2	РОУ 14/1,2	-	26,9	-	-	-
1хТС-35р	22,6	25,0	22,6	22,6	-						
1хТП-35ур	-	24,5	-	-	-						
Итого	78,6	105,5	78,6	78,6	15,2	Итого	78,6	105,5	78,6	78,6	15,2

Источник	Режимы					Потребитель	Режимы				
	Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний		Максимально-зимний	Аварийный	Средний наиболее х.м.	Средне-зимний	Средне-летний
Баланс тепла, Гкал/ч											
Тепло, вносимое с подпиткой	2,8	2,8	2,8	2,8	-	Отпуск тепла потребителю	94,3	81,5	59,6	48,4	-
Подогреватель сетевой воды	7,0	29,0	17,8	20,7	-	Отопление площадки	0,3	0,3	0,2	0,1	-
Водогрейные котлы: 2хПТВМ-50	84,8	50,0	39,2	25,0	-						
Итого	94,6	81,8	59,8	48,5	-	Итого	94,6	81,8	59,8	48,5	-
Электрическая мощность, МВт											
Р-6-2,9/0,5	6,0	6,0	6,0	6,0	1,3						
Итого	6,0	6,0	6,0	6,0	1,3						

Таблица 6.15 – Технико-экономические показатели работы котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2

Наименование показателей	Единица измерения	Величина		
		Отопительный сезон	Неотопительный сезон	Год
1 Оборудование				
паровые котлы	шт.х тип	1хБМ-45		
	шт.х тип	1хТС-20р		
	шт.х тип	1хТС-35р		
	шт.х тип	1хТП-35ур		
водогрейные котлы	шт.х тип	2хКВГМ-50		
паровые турбины	шт.х тип	Р-6-2,9/0,5		
2 Установленная электрическая мощность	МВт		6	
3 Установленная тепловая мощность	Гкал/ч		182,2	
4 Максимально-часовые тепловые нагрузки в сетевой воде - всего	Гкал/ч	121,3	7,9	
в том числе:				
4.1 пар	т/ч	46,6	13,7	
4.2 сетевая вода, всего	Гкал/ч	94,3		
5 Продолжительность периода	часов	5016	3384	8400
6 Годовой отпуск тепла, всего	тыс. Гкал	325,6	26,9	352,5
в том числе:				
6.1 пар	тыс. Гкал	82,6	26,9	109,5
6.2 сетевая вода, всего	тыс. Гкал	243,0		243,0
7 Годовая отпуск тепла с учетом СН	тыс. Гкал	328,3	27,1	355,4
в том числе:				
7.1 из отбора турбины	тыс. Гкал	205,9	27,1	233,0
7.2 от водогрейных котлов	тыс. Гкал	122,4	0,0	122,4
8 Годовая выработка электроэнергии	млн.кВт·ч	30,1	3,9	34,0
9 Число часов использования установленной электрической мощности	ч.			5669
10 Годовой расход э/э на собственные нужды на выработку э/э	млн. кВт·ч			0,7
11 Годовой расход э/э на собственные нужды на отпуск тепла	млн. кВт·ч			5,6
12 Суммарный годовой расход э/э на собственные нужды	млн. кВт·ч			6,3
13 Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч			27,7
14 Годовая выработка тепловой энергии паровыми котлами	тыс. Гкал	252,0	33,0	285,0
15 Годовой расход топлива паровыми котлами	тыс. т у. т.			41,4
16 Годовой расход топлива водогрейными котлами	тыс. т у. т.			19,3

Наименование показателей	Единица измерения	Величина		
		Отопительный сезон	Неотопительный сезон	Год
17 Суммарный годовой расход топлива по котельному цеху	тыс. т у. т.			60,7
18 Годовой расход топлива, относимый к отпуску э/э	тыс. т у. т.			4,24
19 Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт·ч			153,1
20 Годовой расход топлива паровыми котлами, относимый к отпуску теплоэнергии	тыс. т у. т.			37,2
21 Суммарный расход топлива на отпуск теплоэнергии	тыс. т у. т.			56,4
22 Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал			160,1
23 Годовой расход топлива по видам				
- газ	тыс. т у. т.			54,6
- мазут	тыс. т у. т.			6,1

д) обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии и для повышения надежности их работы

В г. Смоленске сложилась и действует эффективная система централизованного теплоснабжения на базе комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

Кроме котельной № 21, увеличение зоны действия остальных отопительных котельных Схемой не предусматривается.

Учитывая большой износ оборудования, а также для повышения надежности теплоснабжения потребителей, Схемой предусматривается реконструкция котельных №№ 13, 25, 30, 31, 36 с заменой их оборудования на новое энергоэффективное (таблица 6.17).

Капиталовложения в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии определены укрупненно на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

е) обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Существующие котельные в пиковый режим не переводятся. Строительство пиковых источников тепла в системе теплоснабжения г. Смоленска не требуется.

ж) обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Расширение зоны действия ТЭЦ-2 осуществляется как за счет подключения новых потребителей тепла, так и за счет подключения зон теплоснабжения близлежащих котельных:

- 1) котельная № 2 ул. А.Петрова, 9;
- 2) котельная № 55 ул. Краснинское шоссе, 3;
- 3) котельная № 56 городок Коминтерна;
- 4) котельная № 1 ул. Н.Неман, 6;
- 5) котельная № 4 ул. А.Петрова, 2;
- 6) котельная № 5 ул. Нахимова, 5;
- 7) котельная № 18 ул. Гарабурды, 13;
- 8) котельная № 53 ул. Н.Неман, 1;
- 9) котельная № 54 ул. З.Космодемьянской, 3;
- 10) котельная № 15 ул. Кловская, 44.

Суммарная переключаемая договорная тепловая нагрузка котельных составляет 29,8 Гкал/ч, фактическая приведенная – 26,8 Гкал/ч (без учета тепловых потерь).

После переключения тепловых нагрузок в зону теплоснабжения ТЭЦ-2 котельные выводятся из эксплуатации.

В итоге на расчетный период прирост тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне ТЭЦ-2 составит 188,7 Гкал/ч, в том числе:

- за счет подключения новых потребителей 159,5 Гкал/ч (в том числе по выданным ТУ - 49,4 Гкал/ч);

- за счет подключения зон теплоснабжения закрываемых муниципальных котельных – 26,8 Гкал/ч;

- за счет переключения на сетевую воду от паропровода № 7 потребителей с суммарной тепловой нагрузкой 2,4 Гкал/ч.

Тепловая нагрузка ТЭЦ-2 в паре на рассматриваемую перспективу снижается на 5,1 Гкал/ч.

з) обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Схемой предусмотрен вывод из эксплуатации 10 муниципальных котельных с суммарной установленной тепловой мощностью 64,4 Гкал/ч с передачей их тепловых нагрузок в размере 26,8 Гкал/ч (без учета тепловых потерь) на ТЭЦ-2. Характеристика закрываемых котельных приведена в таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Характеристика выводимых из работы котельных

Наименование котельной	Тип и марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	КПД оборудования, %	Установленная мощность, Гкал/ч	Максимально-часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	
						договорная	фактическая приведенная (с учетом тепловых потерь)
№ 2 Ак. Петрова, 9	6хКВТС-1	2003-2009	Газ	81,3	4,8	2,79	3,14
№1 Н-Неман, 6	12хКВТС-1	1998-2008	Газ	80,3	9,6	5,21	4,92
№4 Ак. Петрова, 2	5хКВТС-1	1995-1997	Газ	79,9	4,0	1,89	2,04
№ 5 Нахимова, 5	6хКВТС-1	2001-2003	Газ	79,0	4,8	2,67	2,89
№ 15 Кловская, 46	1хТВГ-1,5 3хКВТС-1 2хКВу 2/95	1995-2003	Газ	84,1	7,8	1,92	2,06
№ 18 Гарабурды, 13	9хКВТС-1 3хТВГ-1,5	1990-2004	Газ	81,5	11,3	5,47	5,85
№ 53 Н-Неман, 1	4хКВ-1/95	2002, 2003	Газ	86,4	4,0	1,90	2,11
№ 54 З.Космодемьянской, 4	4хКва-2,5	2005	Газ	92,8	8,64	3,00	2,96
№ 55 Красненское ш.	2хDynaterm 3200	2012	Газ	86,4	5,3	2,92	2,31
№ 56 Коминтерна	2хНР-18 3хКСВА-1	1999-2001	Газ	87,9	4,18	2,05	2,03
Всего					64,43	29,82	30,31

Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования реконструируемых и демонтируемых централизованных и муниципальных теплосисточников г. Смоленска на рассматриваемую перспективу, а также требуемые капиталовложения приведены в таблице 6.17.

Таблица 6.17 – Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования централизованных и муниципальных теплоисточников г. Смоленска на рассматриваемую перспективу, а также требуемые капиталовложения

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. x тип				Установленная мощность на рассматриваемую перспективу		Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	
	Демонтируемое	сохраняемое в работе			Устанавливаемое	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	основное			резервное
		электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы							
Однозначно по всем вариантам											
Котельный цех ТЭЦ-2	-		БМ-45, ТС-20р, ТС-35р, ТП-35ур	2*ПТВМ-50	Р-6-2,9/0,5	6	182,2	Природный газ	мазут	2015	37,9
Котельная № 13	2хДКВР-4/13				3xE-1-0,9		1,8	Природный газ		2015-2017	84,2
Котельная № 25	2хКВТС-1				2хКВГ-120		0,21	Природный газ		2015-2017	6,6
Котельная № 30 Детский сад № 6	2хКВТС-1				2хКВГ-120		0,21	Природный газ		2015-2017	6,6
Котельная № 31 Дом ребенка	3хКВТС-1				3хКВГ-160		0,41	Природный газ		2015-2017	10,3
Котельная №36	4хКСВ-2,9Г				3xVitoplex-100 + КВГ-630		5,04	Природный газ		2015-2017	78,7
Отопительные котельные, выводимые из эксплуатации											79,5
№ 2 Ак. Петрова, 9	6хКВТС-1							Природный газ		2016	
№1 Н-Неман, 6	12хКВТС-1							Природный газ		2016	
№4 Ак. Петрова, 2	5хКВТС-1							Природный газ		2016	

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. x тип				Установленная мощность на рассматриваемую перспективу		Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	
	Демонтируемое	сохраняемое в работе			Устанавливаемое	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	основное			резервное
		электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы							
№ 5 Нахимова, 5	6хКВТС-1							Природный газ		2016	
№ 15 Кловская, 46	1хТВГ-1,5, 3хКВТС-1, 2хКВу 2/95							Природный газ		2016	
№ 18 Гарабурды, 13	9хКВТС-1, 3хТВГ-1,5							Природный газ		2016	
№ 53 Н-Неман, 1	4хКВ-1/95							Природный газ		2015	
№ 54 З. Космодемьянской, 4	4хКва-2,5							Природный газ		2016	
№ 55 Красненское ш.	2xDynaterm 3200							Природный газ		2029	
№ 56 Коминтерна	2хНР-18, 3хКСВа-1							Природный газ		2016	
Новые отопительные котельные, всего, в том числе	-				Выбирается на следующих стадиях проектирования	-	44,3			2017-2029	211,9
район Пруды							4,0	Природный газ		2025-2029.	19,1
Рябиновая поляна за границей городской черты							12,7	Природный газ		2020-2029	60,8
Рябиновая поляна-2 в пределах городской черты							14,2	Природный газ		2020-2024	67,9
Рябиновая поляна-2 за границей городской черты							12,5	Природный газ		2025-2029	59,8
район Анастасино							0,9	Природный газ		2017	4,3

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. х тип				Установленная мощность на рассматриваемую перспективу		Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.	
	Демонтируемое	сохраняемое в работе			Устанавливаемое	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	основное			резервное
		электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы							
Вариант 1											
ТЭЦ-2	ст. № 1 ПТ-60-130/13 (ТА-1) 2х БКЗ-210-140-7	ст. №2 Т-100/120-130-2 (ТА-2) ст. №3 Т-110/120-130-4 (ТА-3)	2хБКЗ-210-140-7 ст. №5 ТГМЕ-464	КВГМ-100 ст. №2÷4	Е-500-140 ПТ-80/100-130 ПГУ-130	425	901	Природный газ	мазут	2017-2022	9 728
Западная ТЭЦ					ПГУ 65 2хКВГМ-50, 1хКВГМ-30	65	175	Природный газ		2016 - 2029	3 812
Вариант 2											
ТЭЦ-2	ст. № 1 ПТ-60-130/13 (ТА-1) 2х БКЗ-210-140-7	ст. №2 Т-100/120-130-2 (ТА-2) ст. №3 Т-110/120-130-4 (ТА-3)	2хБКЗ-210-140-7 ст. №5 ТГМЕ-464	КВГМ-100 ст. № 2÷4	Е-500-140 ПТ-80/100-130 1хКВГМ-100	295	919	Природный газ	мазут	2017-2022	4 594
Западная ТЭЦ					2хГТ-12 2хКУ (27,5 т/ч +1,2 Гкал/ч) 3хКВГМ-50	24	183	Природный газ		2016 - 2029	1 472

и) обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями

Новые индивидуальные жилые дома в соответствии с информацией о перспективной застройке будут размещаться вне радиусов эффективного теплоснабжения существующих теплоисточников, поэтому для их теплоснабжения Схемой предлагается использовать индивидуальные теплогенераторы, работающие на газообразном топливе, или электродотлы.

Территории размещения малоэтажной жилой застройки в г. Смоленске приведены на рисунке 2.1. книги 2 том 1, распределение приростов тепловых нагрузок, обеспечиваемых от ИТГ, по районам города и по этапам Схемы - в таблице 2.10 книги 2 том 1.

к) обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города

Производственные объекты расположены, в основном, в Северном и Промышленном районах города. По предоставленным исходным данным количественное развитие существующих промышленных предприятий в промышленных районах в рассматриваемой перспективе сохранится на существующем уровне.

Тепловые нагрузки промышленных предприятий в 2012 году и на рассматриваемую перспективу приведены в таблице 6.18.

Таблица 6.18 - Тепловые нагрузки промышленных предприятий в 2012 году и на рассматриваемую перспективу

Теплоисточник	Сетевая вода, Гкал/ч				Пар, Гкал/ч			
	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	всего	отопление + вентиляция	средне-часовое ГВС	технология	всего
2012 – 2016 гг.								
Централизованная зона	72,6	1,9	25,1	99,6	20,4	0,7	28,8	49,9
Ведомственные котельные	93,6	3,4	-	97,0	-	-	-	-
Всего	166,2	5,3	25,1	196,6	20,4	0,7	28,8	49,9
2017 – 2029 гг.								
Централизованная зона	74,0	1,9	25,1	101,0	20,1	1,2	26,7	48,0
Ведомственные котельные	93,6	3,4	-	97,0	-	-	-	-
ИТГ	-	-	-	-	-	-	1,8	1,8
Всего	167,6	5,3	25,1	198,0	20,1	1,2	28,5	49,8

л) обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии представлено в таблице 6.19.

Таблица 6.19 - Обеспечение перспективной тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка (пар+вода) на конец года, Гкал/ч			
	2012 г.	2019 г.	2020-2024 г.г.	2025-2029 г.г.
ТЭЦ-2	560,6	688,2	714,6	748,2
Котельный цех ТЭЦ-2	121,2	123,5	121,4	121,3
Котельные МУП «Смоленсктеп-лосеть»	124,8	105,0	104,7	104,4
Ведомственные котельные	122,8	122,8	122,8	122,8
Новая Западная ТЭЦ	-	55,0	98,7	136,6
Новые отопительные котельные	-	1,6	18,7	37,1
ИТГ, всего, в т.ч.	326,9	335,0	345,1	355,3
- существующие ИТГ	326,9	325,0	322,9	319,2
- новые ИТГ	-	11,8	24,0	37,9
Всего по городу	1256,3	1432,8	1527,8	1627,6

Подробные балансы тепловой мощности и фактической приведенной тепловой нагрузки в паре и сетевой воде в зонах действия централизованных источников тепловой энергии с ежегодным распределением тепловой нагрузки представлены в таблице 6.20.

Схема размещения централизованных теплоисточников и новых отопительных котельных в г. Смоленске приведена на рисунке 6.1, перспективные зоны теплоснабжения централизованных теплоисточников - на рисунке 6.2.

Таблица 6.20 – Балансы тепловой мощности и фактической приведенной тепловой нагрузки (пар и сетевая вода) в зонах действия централизованных источников тепловой энергии

Наименование теплоисточника	Этапы Схемы													
	2012 г.							2019 г.						
	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч
располагаемая		затраты на собств. и хоз. нужды	нетто	располагаемая					затраты на собств. и хоз. нужды	нетто				
ТЭЦ-2	275	774,0	25,8	748,2	560,6	187,6	90,1	295,0	819,0	40,8	778,2	688,2	90,0	18,0
Котельный цех ТЭЦ-2	-	191,3	9,9	181,4	121,2	60,2	22,0	6,0	182,2	4,2	178,0	123,5	54,5	19,1
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	-	309,1	1,3	307,8	124,8	183,0	114,8	-	244,7	1,0	243,7	105,0	138,7	68,0
Ведомственные котельные	-	211,1	6,8	204,3	122,8	81,5	30,4	-	211,1	6,8	204,3	122,8	81,5	30,4
Новая Западная ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-	12	116,6	1,7	114,9	55,0	59,9	17,9
Новые отопительные котельные	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,01	0,9	0,72	0,17	-
Всего по городу	275,0	1485,5	43,8	1441,7	929,4	512,3	257,3	313,0	1574,5	54,5	1520,0	1095,2	424,8	153,4

Окончание таблицы 6.20

Наименование теплоисточника	Этапы схемы													
	2024 г.							2029 г.						
	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/ч			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч
располагаемая		затраты на собств. и хоз нужды	нетто	располагаемая					затраты на собств. и хоз нужды	нетто				
ТЭЦ-2	425,0	901,0	42,8	858,2	714,6	143,6	76,7	425,0	901,0	44,1	856,9	748,2	108,7	47,6
Котельный цех ТЭЦ-2	6,0	182,2	4,2	178,0	121,4	56,6	19,2	6,0	182,2	4,2	178,0	121,3	56,7	19,4
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	-	244,7	1,0	243,7	104,7	139,0	70,5	-	244,7	1,0	243,7	104,4	139,3	70,7
Ведомственные котельные	-	211,1	6,8	204,3	122,8	81,5	30,4	-	211,1	6,8	204,3	122,8	81,5	30,4
Новая Западная ТЭЦ	24	133,2	2,0	131,2	98,7	32,5	-	24,0	183,0	2,1	172,9	136,6	44,3	15,2
Новые отопительные котельные	-	25,8	0,3	25,5	17,8	7,7	-	-	42,4	0,7	41,7	36,3	5,4	-
Всего по городу	455,0	1698,0	57,1	1640,9	1180,0	460,9	196,8	455,0	1764,4	58,9	1705,5	1269,6	435,9	183,3

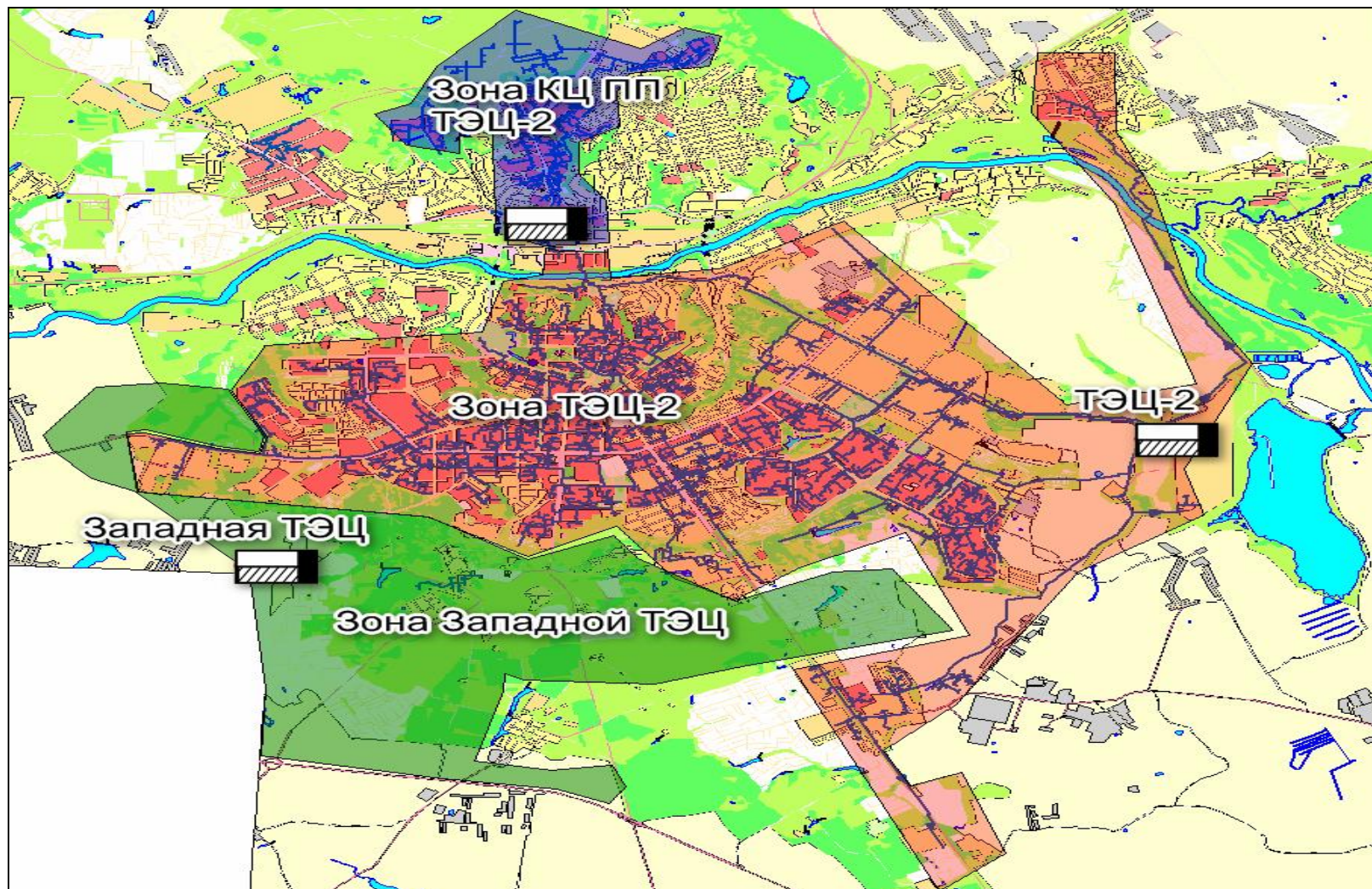


Рисунок 6.2 – Перспективные зоны теплоснабжения теплоисточников г. Смоленска

м) расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Смоленска выполнен в соответствии с имеющимися рекомендациями специалистов, приведенными в изданиях по данной тематике и в книге Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» с использованием электронной модели Схемы теплоснабжения г. Смоленска, выполненной в рамках настоящей работы.

Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения в системе централизованного теплоснабжения г. Смоленска приведены в таблице 6.21, результаты расчета - в таблице 6.22.

Таблица 6.21 - Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения г. Смоленска

Параметр	Единица измерения	ТЭЦ-2	Котельный цех ТЭЦ-2
Площадь зоны действия источника	км ²	30,3	4,8
Количество абонентов в зоне действия источника	-	3536	412
Суммарная фактическая приведенная тепловая нагрузка всех потребителей	Гкал/ч	534,8	97,4
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали	км	11,2	4,7
Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	150	150
Расчетная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70
Потери давления в тепловой сети	м вод, ст,	115	33
Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника	1/км ²	117	86
Теплоплотность района	Гкал/ч·км ²	17,7	28,6
Удельная стоимость материальной характеристики тепловых сетей	тыс. руб./м ²	75	93
Поправочный коэффициент		1,3	1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	13,6	10

Таблица 6.22 – Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения

Теплоисточник	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км	Отклонение радиуса эффективного теплоснабжения от расстояния до наиболее удаленного потребителя, км
ТЭЦ-2	11,2	13,6	2,4
Котельный цех ТЭЦ-2	4,8	8,9	4,1

Схема радиусов эффективного теплоснабжения наиболее крупных теплоисточников города приведена на рисунке 6.3.

Как видно, радиусы эффективного теплоснабжения источников централизованного теплоснабжения больше их фактически сложившихся зон, следовательно, в перспективе возможно их дальнейшее расширения для подключения новых потребителей.

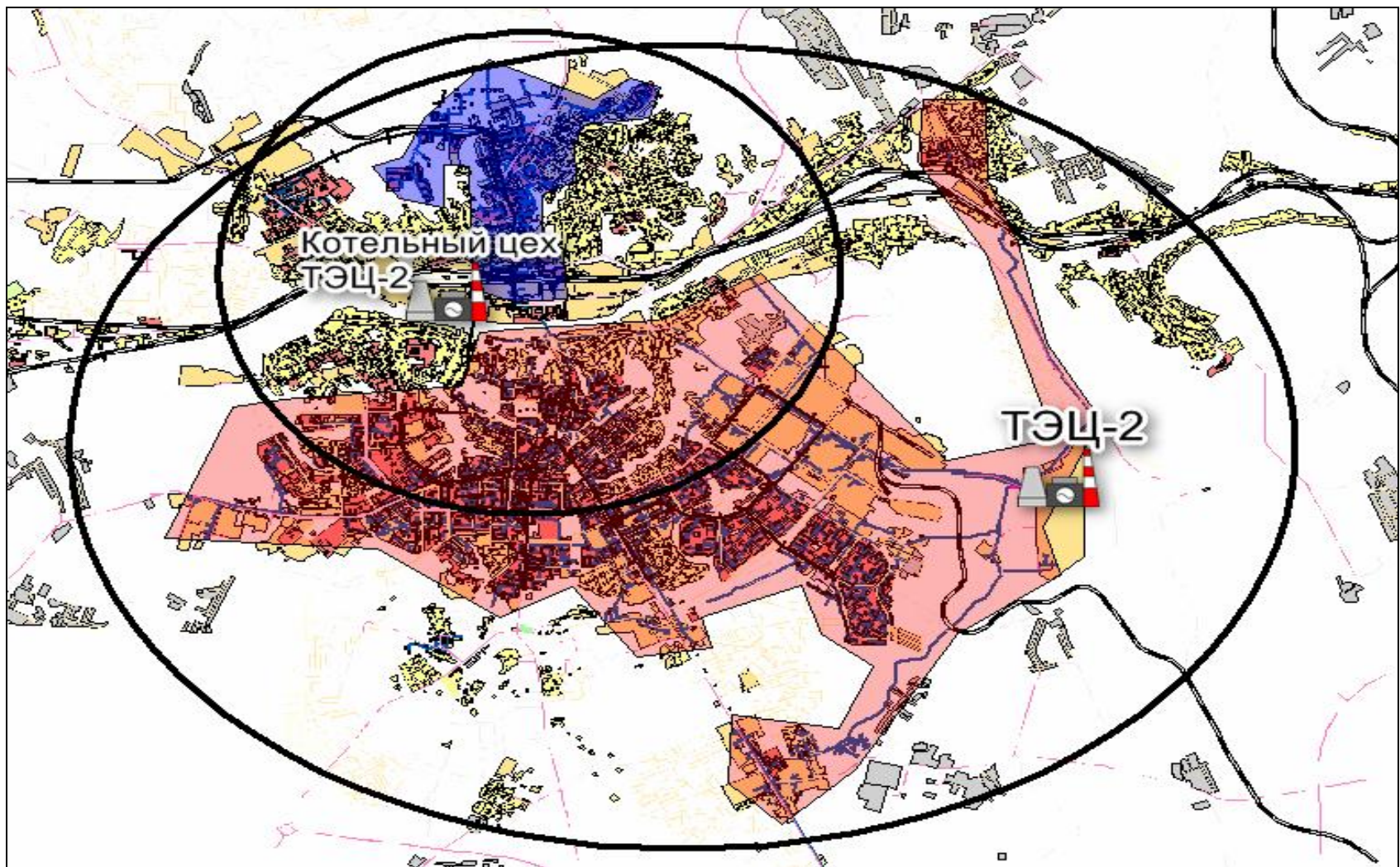


Рисунок 6.3 - Схема радиусов эффективного теплоснабжения теплоисточников г. Смоленска

ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕ- КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Гидравлические расчеты тепловых сетей выполнены с помощью инструментальных средств ГИС “Zulu-Thermo”

Удельные расходы воды для проведения гидравлических расчетов определены по формуле

$$q_{уд}=1000 / (t_{пр} - t_{об}), \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

- при температурном графике 150/70 °С - 12,5 м³/Гкал;

- при температурном графике 95/70 °С - 40,0 м³/Гкал;

Удельные расходы воды на горячее водоснабжение приняты:

- для параллельной схемы - 25 м³/Гкал;

- для смешанной схемы - 20 м³/Гкал.

При выборе диаметра труб принималось ограничение максимального давления в обратных трубопроводах не выше 0,6 МПа, исходя из условия эксплуатации чугунных отопительных приборов.

При расчетах учитывается, что в зонах теплоснабжения всех теплоисточников выполнена наладка систем отопления, установка регуляторов горячего водоснабжения и корректирующих насосов.

Строительство новых и реконструкция существующих подземных теплопроводов должно осуществляться с использованием стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий согласно технических условий на применяемые материалы и арматуру, согласованных с энергоснабжающей (теплоснабжающей) организацией в соответствии с действующими НТД до начала проектирования тепловых сетей.

Проведенные расчеты показали, что перспективные тепловые нагрузки могут быть обеспечены при отпуске тепла от всех теплоисточников по существующим температурным графикам по всем вариантам:

- ТЭЦ-2 - 150/70 °С со срезкой 115 °С;

- котельный цех ТЭЦ-2 - 150/70 °С со срезкой 95 °С;

- муниципальные котельные №№ 21, 55, 66, 72, 73 - 115/70 °С;

- остальные муниципальные котельные - 95/70 °С.

Для подключения новых потребителей в юго-западном районе города предусматривается строительство Западной ТЭЦ, температурный график отпуска тепла от которой принят 150/70 °С.

У всех теплоисточников, осуществляющих отпуск тепла по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, температура прямой сетевой воды в зоне нижней «срезки» температурного графика составляет 70 °С. На эту температуру выбрана производительность корректирующих насосов у потребителей. Такая же температура нижней срезки температурного графика принята и на перспективу.

По всем зонам теплоснабжения города выполнены гидравлические расчеты, в результате которых определены объемы строительства и реконструкции тепловых сетей и теплосетевых объектов, необходимых для подключения новых потребителей.

Результаты гидравлических расчетов по основным тепломагистралям теплоисточников г. Смоленска представлены в приложении К, а требуемые объемы строительства и реконструкции тепловых сетей - в таблицах 7.1, 7.2, 7.3.

а) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

В г. Смоленске зоны теплоснабжения с дефицитом тепловой мощности при учете фактического теплопотребления отсутствуют.

б) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города

Характеристика строящихся и реконструируемых участков тепловой сети для подключения перспективных потребителей и ориентировочные капиталовложения в них приведены в таблице 7.1., схемы тепловых сетей - на рисунках 7.1, 7.2, 7.3.

Таблица 7.1 - Характеристика реконструируемых трубопроводов для подключения перспективных потребителей и ориентировочные капиталовложения в них

Мероприятия	Протяженность, км	Диаметр, мм	Объем инвестиций, млн. руб.	Номер по схеме (рис. 7.1-7.3)
Новая Западная ТЭЦ				
2014-2024 гг.				
Строительство нового участка тепловых сетей от Западной ТЭЦ до ТК-1нз	0,4	600	38,4	1.1 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-1нз до ТК-2нз	3,4	400	212,6	1.2 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-2нз до р-на Чернушки-Ясенное в пределах горчерты	0,2	250	9,6	1.3 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-2нз до р-на Кловка	0,15	250	7,2	1.4 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-2нз до р-на Чернушки-Ясенное за границей горчерты	0,5	300	29,9	1.5 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-1нз до ТК-3нз	0,7	400	43,8	1.6 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-3нз до ТК-4нз	1,7	400	106,3	1.7 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-3нз до р-на Вишенки-Алексино	0,35	200	14,7	1.8 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-4нз до р-на Миловидово-Загорье в пределах горчерты	0,2	300	12,0	1.9 рис.7.1

Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-4нз до р-на Миловидово-Загорье за границей горчерты	1,4	300	83,8	1.10 рис.7.1
Строительство нового участка тепловых сетей от ТК-3нз до р-на Рябиновая поляна за границей горчерты	1,5	400	93,8	1.11 рис.7.1
Итого по новой Западной ТЭЦ			652,0	
ТЭЦ-2				
2014-2029 гг.				
Строительство нового участка тепловой сети от Аптечный склад до р-н Одинцово	0,45	400	28,5	1.1 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети до р-н Тихвинка	0,24	100	7,7	1.2 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети от 2к81 до р-н Офицерская слобода	0,07	100	2,3	1.3 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети от тк-2 до р-н Солдатская слобода	0,05	100	1,2	1.4 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети от 3.1но1а до р-н Киселевка	0,06	300	3,3	1.5 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети от 3к4 до р-н Поповка	0,1	150	3,7	1.6 рис.7.2
Строительство нового участка тепловой сети от тк4 до р-н ул.2-ая Киевская	0,07	80	2,0	1.7 рис.7.2
Строительство новых участков тепловой сети к перспективным потребителям по выданным техусловиям	0,7	50	19,6	
Реконструкция участка тепловой сети от 2к19 до 2к37	0,64	600	67	2.1 рис.7.2
Реконструкция участка тепловой сети от 3к14а до потребителя Аптечный склад	1,57	400	108,1	2.2 рис.7.2
Итого по ТЭЦ-2			243,4	
Котельный цех ТЭЦ-2				
2018 гг.				
Строительство нового участка тепловой сети от ТК 1к5 до МКУ «Строитель»	0,05	50	1,4	1.1 рис.7.3
Итого по котельному цеху ТЭЦ-2			1,4	
Котельная № 21				
2014-2015 гг.				
Реконструкция тепловой сети от котельной № 21 до ТК 24	0,3	250	15,8	2.1 рис.7.3
Строительство нового участка тепловой сети от ТК 24 к жилому району Серебрянка	0,85	250	40,8	2.2 рис.7.3
Итого по котельной № 21			56,6	
Всего по городу			953,4	

При предлагаемых диаметрах трубопроводов обеспечивается надежное и качественное теплоснабжение как существующих, так и перспективных потребителей.

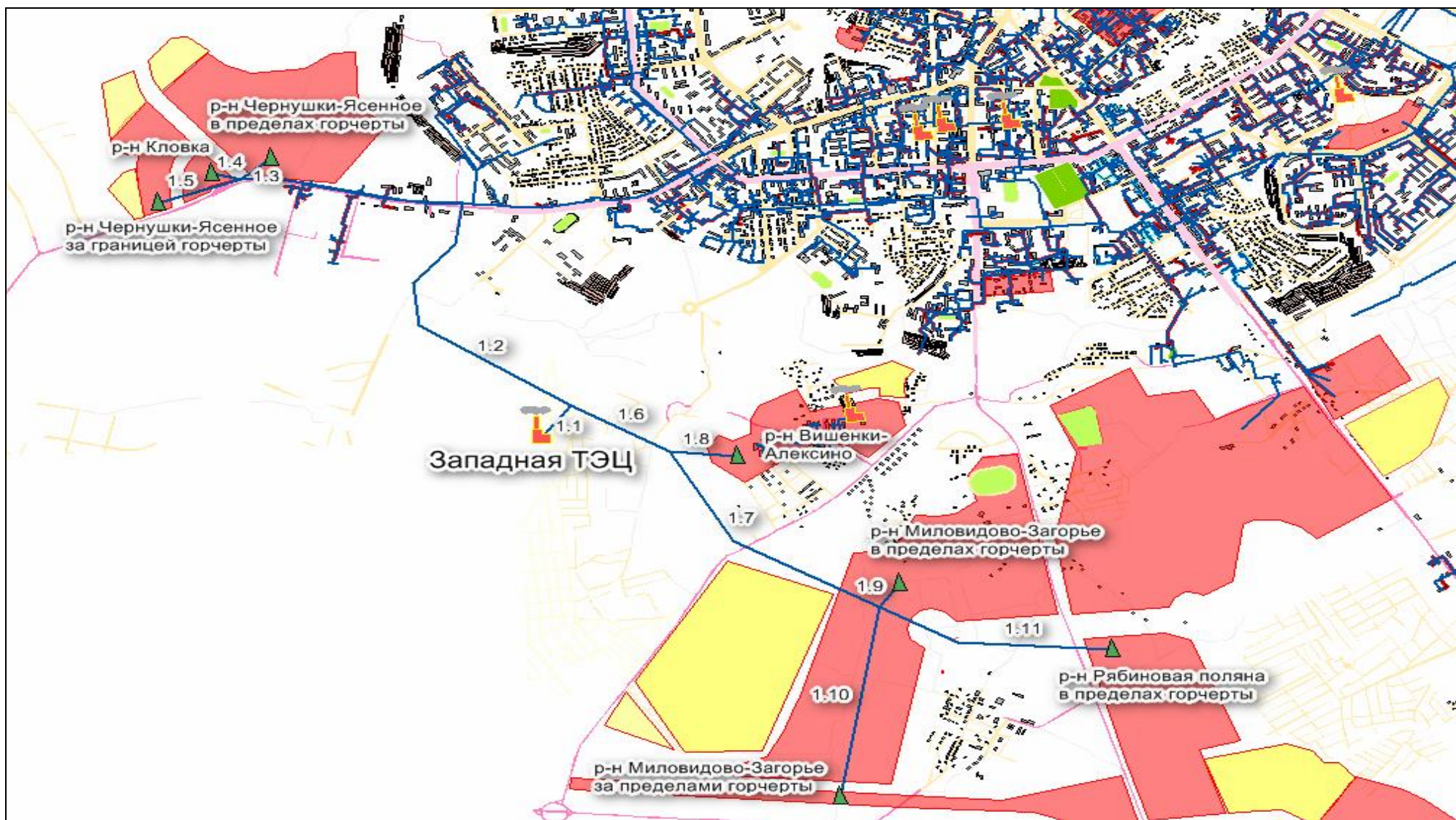


Рисунок 7.1– Схема тепловых сетей новой Западной ТЭЦ

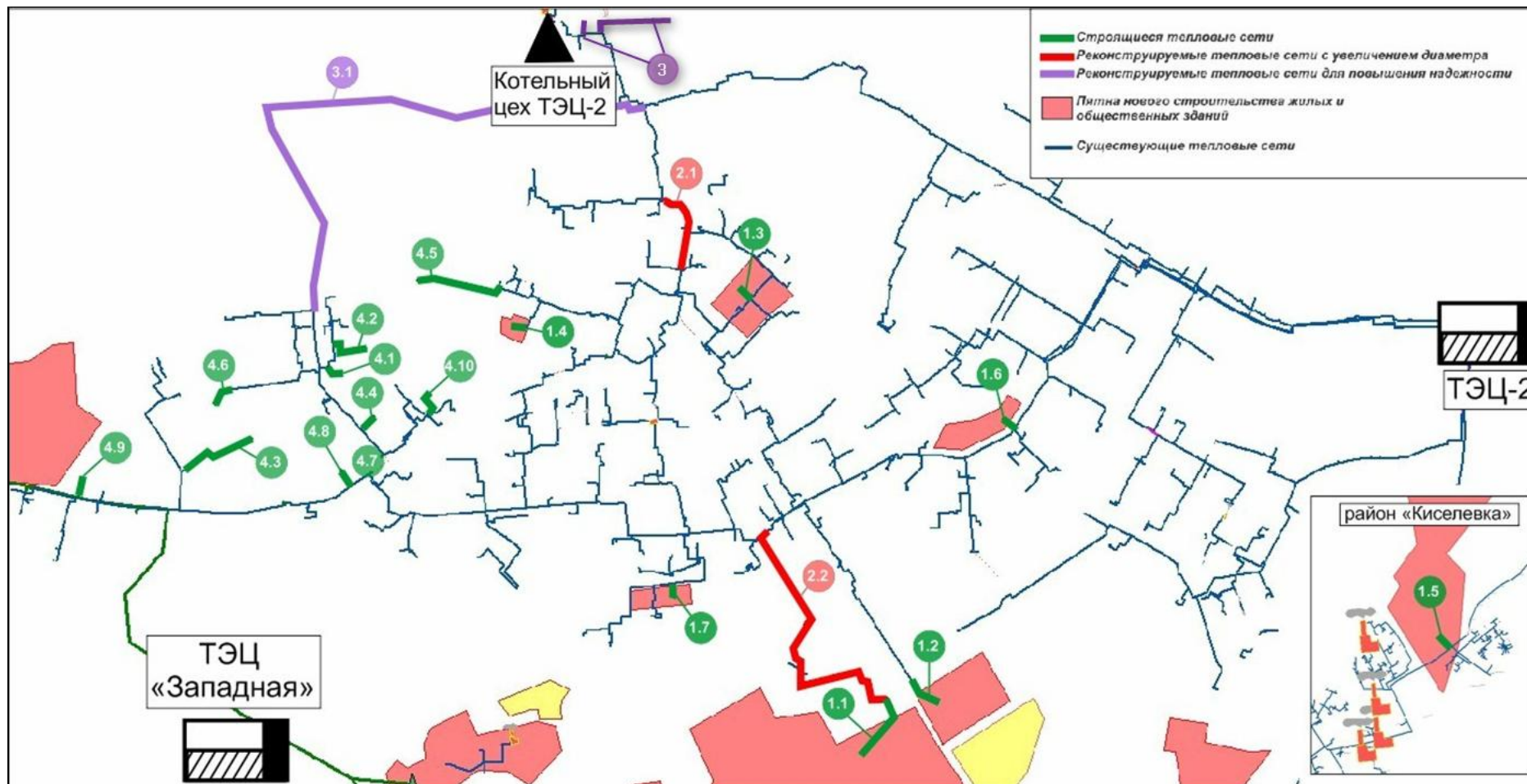


Рисунок 7.2 – Схема тепловых сетей Смоленской ТЭЦ-2 после подключения перспективных объектов

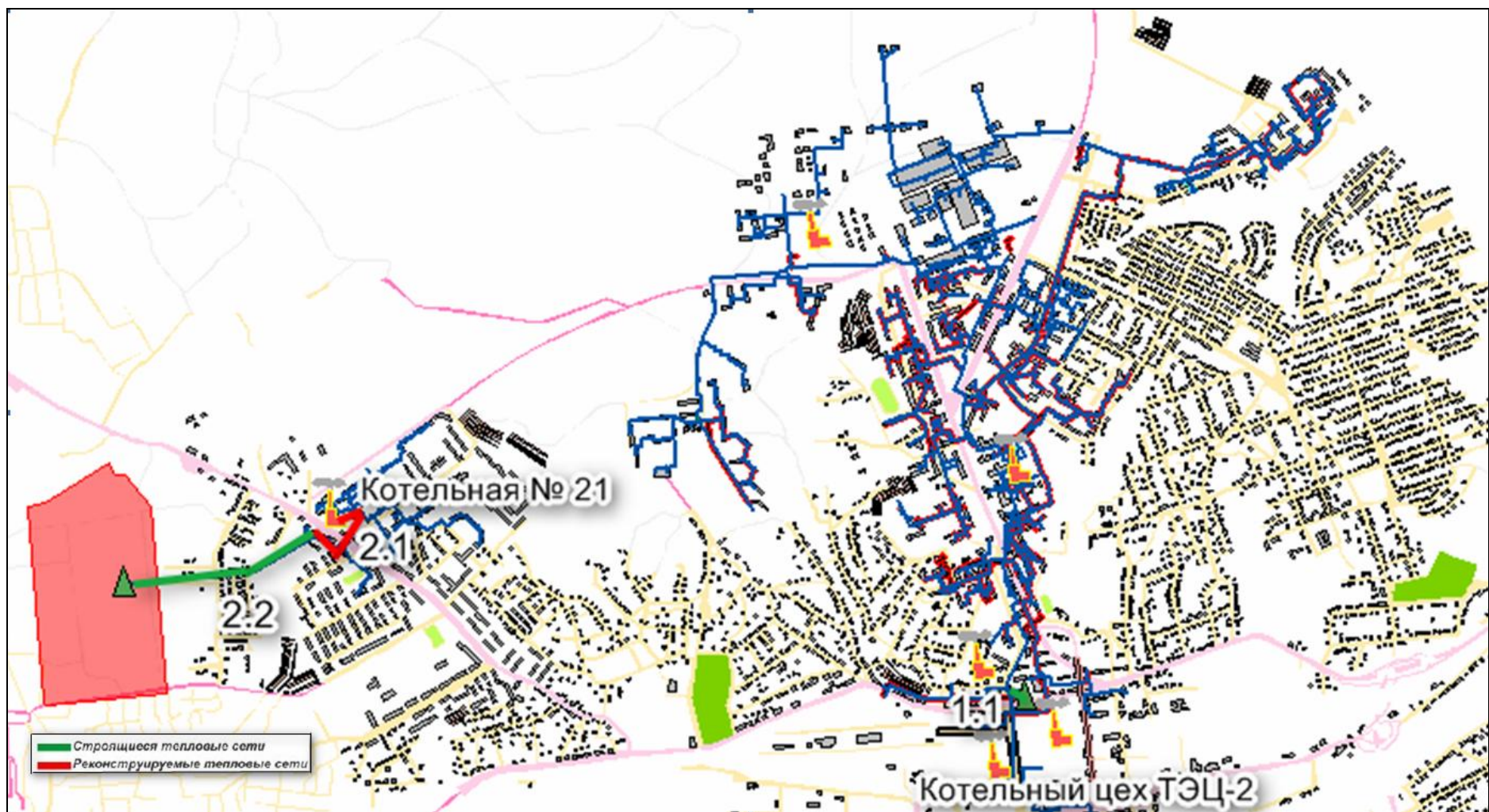


Рисунок 7.3 – Схема тепловых сетей котельного цеха ТЭЦ-2 и котельной № 21 после подключения перспективных объектов

в) строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В настоящее время существует перемычка между теплосетями ТЭЦ-2 и ее котельным цехом диаметром 2Ду 600 мм, что позволяет резервировать подачу тепла потребителям и переключать зону теплоснабжения котельного цеха в межотопительный период на ТЭЦ-2 для повышения загрузки электрогенерирующего оборудования.

Схемой предусматривается расширение зоны теплоснабжения ТЭЦ-2 за счет подключения к ней зон теплоснабжения десяти муниципальных котельных, выводимых из работы:

- 1) котельная № 2 ул. Ак. Петрова, 9;
- 2) котельная № 55 ул. Краснинское шоссе, 3;
- 3) котельная № 56 городок Коминтерна;
- 4) котельная № 1 ул. Н.Неман, 6;
- 5) котельная № 4 ул. Ак. Петрова, 2;
- 6) котельная № 5 ул. Нахимова, 5;
- 7) котельная № 53 ул. Н.Неман, 1;
- 8) котельная № 54 ул. З.Космодемьянской, 3;
- 9) котельная № 15 ул. Кловская, 44;
- 10) котельная № 18 ул. Гарабурды, 11.

Суммарная договорная тепловая нагрузка котельных - 29,8 Гкал/ч, фактическая приведенная с учетом тепловых потерь – 30,3 Гкал/ч.

Характеристика тепловых сетей для подключения закрываемых котельных и ориентировочные капиталовложения в них приведены в таблице 7.2, схема тепловых сетей – на рисунке 7.2.

Таблица 7.2 - Характеристика тепловых сетей для подключения закрываемых котельных и ориентировочные капиталовложения в них

Технические параметры	Цель	Протяженность, км	Диаметр, мм	Объем инвестиций, млн. руб.	Номер по схеме (рис. 7.2)
Строительство нового участка тепловой сети от 3.14к1 до котельной № 2	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 2 ул. Ак. Петрова, 9 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,15	200	0,01	4.1
Строительство нового участка тепловой сети от 3.14к2 до котельной № 4	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 4 ул. Ак. Петрова, 2 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,3	200	0,01	4.2
Строительство нового участка тепловой сети от тк-1 до котельной № 18	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 18 ул. Гарабурды, 11 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,55	300	0,03	4.3

Технические параметры	Цель	Протяженность, км	Диаметр, мм	Объем инвестиций, млн. руб.	Номер по схеме (рис. 7.2)
Строительство нового участка тепловой сети от 3к33 до котельной № 1	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 1 ул. Н.Неман, 6 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,12	200	0,01	4.4
Строительство нового участка тепловой сети от тк-2 до котельной № 5	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 5 ул. Нахимова, 5 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,6	150	0,02	4.5
Строительство нового участка тепловой сети от тк-5 до котельной № 15	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 15 ул. Кловская, 44 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,15	150	0,01	4.6
Строительство нового участка тепловой сети от 3к32 до котельной № 53	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 53 ул. Н.Неман, 1, на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,05	150	0,002	4.7
Строительство нового участка тепловой сети от 3к51 до котельной № 54	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 54 ул. 3.Космодемьянской, 3 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,15	150	0,01	4.8
Строительство нового участка тепловой сети от 3к61 до котельной № 55	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 55 ул. Краснинское шоссе, 3 на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,08	150	0,003	4.9
Строительство нового участка тепловой сети от тк-14 до котельной № 56	Переключение квартала застройки в зоне действия котельной № 56 городок Коминтерна на теплоснабжение от ТЭЦ-2	0,17	150	0,01	4.10
Всего				0,115	

д) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Проведенные расчеты перспективной надежности теплоснабжения (приложение Д, книга 2 том 1) выявили необходимость замены ненадежных участков тепловых сетей и строительство новых резервирующих переемычек.

Схема тепловых сетей с указанием участков, реконструкция которых требуется для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения, приведена в приложении Д (рисунок Д.8 книга 2 том 1), характеристика этих участков с расчетом ориентировочных капиталовложений в них – в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Характеристика участков тепловых сетей, реконструкция которых требуется для повышения надежности системы теплоснабжения, и капиталовложения в них

Мероприятие	Протяженность, м	Объем капитальных затрат, млн. руб.
Замена ветхих тепловых сетей	47500	631,62
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов	1150	8,43

Мероприятие	Протяженность, м	Объем капитальных затрат, млн. руб.
Перевод потребителей от паропровода №7 на сетевую воду по ул. Кашена - Ново-московская	925	1,46
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13а до 3.10кН	130	4,23
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до 310к6а	245	7,96
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов	290	4,44
Строительство нового участка тепловой сети от 2к12 до 3к41 для перераспределения зон теплоснабжения магистральных выводов ТЭЦ-2 и для повышения надежности теплоснабжения ТЭЦ-2	4025	331,32
Всего		989,46

ж) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

Данные по ветхим сетям определены на основании расчета надежности и приведены в таблице 7.3.

з) строительство и реконструкция насосных станций

Строительство насосных станций на рассматриваемую перспективу не требуется.

ГЛАВА 8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

а) расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города

Перспективные топливные балансы по теплоисточникам г. Смоленска представлены в таблице 8.1.

Для Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха ТЭЦ-2 основным топливом является природный газ, резервным – мазут.

На новой Западной ТЭЦ основное топливо – природный газ, поступающий от двух независимых газопроводов. Аварийное и резервное топливо не предусматривается.

На всех остальных котельных основным топливом является природный газ, резервное топливо не предусматривается.

Таблица 8.1– Перспективные топливные балансы по теплоисточникам г. Смоленска

Источники	Максимально-часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.	Вид резервного топлива
2013,год				
ТЭЦ-2	159,8	природный газ	610,74	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	20,8	природный газ	62,64	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	22,1	природный газ	68,2	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	-	природный газ	-	
Новые отопительные котельные	-	природный газ	-	-
Всего на 2013 г.	223,4		798,0	
2014 год				
ТЭЦ-2	160,1	природный газ	610,2	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	21,6	природный газ	65,2	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	22,1	природный газ	68,2	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	-	природный газ	-	
Новые отопительные котельные	-	природный газ	-	-

Источники	Максимально-часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.	Вид резервного топлива
Всего на 2014 г.	224,5		800,0	
2015 год				
ТЭЦ-2	167,6	природный газ	605,8	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,5	природный газ	63,5	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	18,0	природный газ	53	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	-	природный газ	-	
Новые отопительные котельные	-	природный газ	-	-
Всего на 2015 г.	228,8		778,7	
2016 год				
ТЭЦ-2	170,3	природный газ	618,7	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,5	природный газ	67,8	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	18,0	природный газ	53	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	8,5	природный газ	32,1	
Новые отопительные котельные	-	природный газ	-	-
Всего на 2016 г.	240,0		828,0	
2017 год				
ТЭЦ-2	171,3	природный газ	616,4	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,5	природный газ	67,8	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	18,0	природный газ	53	
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	9,8	природный газ	37,2	
Новые отопительные котельные	0,11	природный газ	0,39	
Всего на 2017 г.	242,41		831,2	
2018 год				
ТЭЦ-2	172,8	природный газ	614,6	мазут

Источники	Максимально-часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой расход топлива, тыс. т у. т.	Вид резервного топлива
Котельный цех ТЭЦ-2	22,5	природный газ	67,9	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	18,0	природный газ	53,0	
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	10,9	природный газ	41,6	
Новые отопительные котельные	0,11	природный газ	0,39	
Всего на 2018 г.	245,01		833,9	
2019 год				
ТЭЦ-2	183,3	природный газ	642,7	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,5	природный газ	67,9	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	18	природный газ	53	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	11,34	природный газ	46,2	-
Новые отопительные котельные	0,11	природный газ	0,39	-
Всего на 2019 г.	255,95		866,6	
2024 г.				
ТЭЦ-2	193,2	природный газ	698,3	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,2	природный газ	67,0	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	17,97	природный газ	53,0	-
Ведомственные котельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	21,26	природный газ	83,48	
Новые отопительные котельные	2,79	природный газ	9,93	-
Всего на 2024 г.	278,12		961,4	
2029 г.				
ТЭЦ-2	198,7	природный газ	744,2	мазут
Котельный цех ТЭЦ-2	22,2	природный газ	67,0	мазут
Котельные МУП «Смоленсктеплосеть»	17,97	природный газ	53,0	-

Источники	Максимально- часовой расход топлива, т у. т./ч	Вид основного топлива	Годовой рас- ход топлива, тыс. т у. т.	Вид резерв- ного топлива
Ведомственные ко- тельные	20,7	природный газ, уголь	56,41	
Новая Западная ТЭЦ	27,84	природный газ	108,4	-
Новые отопительные котельные	5,68	природный газ	20,17	-
Всего на 2029 г.	293,09		1 049,2	

б) расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Для источников тепловой энергии в г. Смоленске аварийное топливо не предусматривается.

ГЛАВА 9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В схеме теплоснабжения г. Смоленска преобладают закрытые системы централизованного теплоснабжения, включающие 236 ТП и ЦТП. Для приготовления горячей воды на ЦТП и ТП используются кожухотрубные секционные подогреватели. В связи с высокой общей жесткостью воды, идущей на приготовление горячей воды, и отсутствием химводоподготовки, срок службы водяных подогревателей со стороны нагреваемой среды значительно ниже нормативного.

В настоящее время многие ЦТП оборудованы приборами учета тепла, однако работы по оснащению приборами учета и регулирования тепловой энергии и воды необходимо продолжить с целью обеспечения полного охвата объектов теплоснабжения г. Смоленска данным оборудованием.

Суммарная протяженность сетей теплоснабжения в городе Смоленске составляет 346,2 км в двухтрубном исчислении. Из них в замене нуждается около 50% тепловых сетей. Потери тепловой энергии, связанные с внутренней и внешней коррозией труб, за 2009 год составили 11,5 % (228,4 тыс. Гкал). Сложившаяся изношенность сетей обуславливает низкую надежность передачи тепловой энергии и высокие потери.

Тепловые сети являются одним из самых ответственных и технически сложных элементов системы трубопроводов в городском хозяйстве. Высокие температуры и давление определяют повышенные требования к надежности сетей теплоснабжения и безопасности их эксплуатации. Традиционные технологии и материалы, применявшиеся ранее при ремонте тепловых сетей, приводят к необходимости проведения капитального ремонта с полной заменой труб и теплоизоляции через каждые 10 лет, а также требуют постоянного проведения профилактических работ, что связано с огромными затратами денежных средств и времени.

Большие расстояния от источника тепловой энергии (котельных, ТЭЦ) до конечного потребителя в условиях холмистого рельефа являются причиной низких перепадов давления на вводах в ЦТП.

Кроме того, причиной недостаточных перепадов давления на конечных участках сети и, соответственно, снижения качества услуг теплоснабжения потребителей является перегруженность магистральных сетей по тепловому и гидравлическим режимам, что не позволяет в полной мере обеспечить поставку тепловой энергии ряду потребителей.

а) перспективные показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

В таблице 9.1 приведены данные об аварийности тепловых сетей в 2009-2012 гг.

Таблица 9.1- Данные об аварийности тепловых сетей в 2009-2012 гг.

Показатель	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Количество отключений системы отопления из-за аварий на сетях, ед.	261	435	344	344
Количество отключений системы горячего водоснабжения из-за аварий на сетях, ед.	426	596	553	553

Основными причинами высокого износа тепловых сетей в г. Смоленске и, соответственно, уровня потерь в сетях являются:

- истечение срока эксплуатации тепловых сетей (более 25 лет);
- низкое качество либо отсутствие тепловой изоляции;
- нарушение технологии при прокладке сетей (некачественное нанесение антикоррозийного покрытия и обработка стыков, отсутствие песчаной подсыпки в траншеях);
- несвоевременное проведение ремонтных работ, связанное с недостатком финансирования.

Предлагаемые Схемой решения по реконструкции тепловых сетей позволяют повысить надежность системы теплоснабжения в г. Смоленске до нормативной величины (таблица 9.2).

Таблица 9.2 - Решения по повышению надежности тепловых сетей

Мероприятие	Протяженность, м	Объем капитальных затрат, млн. руб.
Замена ветхих тепловых сетей	47500	631,62
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов	1150	8,43
Перевод потребителей от паропровода №7 на сетевую воду по ул. Кашена - Ново-московская	925	1,46
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13а до 3.10кН	130	4,23
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до 310к6а	245	7,96
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов	290	4,44
Строительство нового участка тепловой сети от 2к12 до 3к41 для перераспределения зон теплоснабжения магистральных выводов ТЭЦ-2 и для повышения надежности теплоснабжения ТЭЦ-2	4025	331,32
Всего		989,46

Также Схемой предусматриваются следующие решения для повышения надежности, безотказности и живучести системы теплоснабжения г. Смоленска:

- применение наиболее прогрессивных конструкций тепловых сетей – стальных труб в изоляции ППУ, ТГИ, ППМИ и других современных технологий;
- использование передвижных источников теплоты тепловой мощностью не менее 3 МВт;
- при планировании капитальных ремонтов (перекладок) тепловых сетей использовать статистические данные по условиям прокладки, срокам службы трубопроводов;
- увеличение объемов замены трубопроводов до 5 % в год от оставшегося объема нереконструированных трубопроводов.

б) перспективные показатели, определяемые продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

Время восстановления трубопроводов по типам прокладки приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Время восстановления трубопроводов по типам прокладки

Диаметр условный, мм	Время восстановления трубопроводов по типам прокладки, ч	
	канальная, бесканальная	надземная
20	10,2	6,1
50	10,5	6,2
65	10,8	6,2
80	11	6,3
100	11,3	6,4
125	11,6	6,5
150	12,1	6,6
200	12,9	6,9
250	13,8	7,2
300	14,7	7,5
350	15,7	7,8
400	16,7	8,1
450	17,7	8,4
500	18,7	8,7
600	20,8	9,4
700	23	10,1
800	25,3	10,8
900	27,6	11,6
1000	30,0	12,3
1200	34,9	13,8
1400	39,9	15,4

Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18 °С до +12 °С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период приведено в таблице 9.4.

Таблица 9.4 - Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +18°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С при полном отключении теплоснабжения, ч
-26..-28	5,9
-22..-25,9	6,5
-18..-21,9	7,3
-12..-17,9	8,9
-8..-11,9	10,5
-4..-7,9	12,7
0..-3,9	16,2
+4..-0,1	22,4
+8..+3,9	36,7

Как видно, при расчетной температуре наружного воздуха период восстановления теплоснабжения не должен превышать 6,5 часов.

в) перспективные показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Расчет перспективного недоотпуска тепла в г. Смоленске из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период приведен в таблице 9.5.

Таблица 9.5 - Расчет перспективного недоотпуска тепла в г. Смоленске из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период

Наименование теплоисточника/ вывода тепломагистрали	Суммарная среднеотопительная нагрузка, Гкал/ч	Продолжительность отопительного периода, ч	Средневзвешенная вероятность отказа тепловой сети	Недоотпуск тепловой энергии, в результате нарушений в подаче тепла, Гкал
ТЭЦ-2	265,8	5016	0,08	103414
Котельный цех ТЭЦ-2	66,4	5016	0,09	31104

г) перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Расчет отклонения параметров теплоносителя в результате ограничения тепловой нагрузки выполняется в предположении, что ограничение подачи тепла осуществляется за счет снижения циркуляции теплоносителя в тепловых сетях при сохранении температуры прямой сетевой воды на уровне, соответствующем температурному графику.

Время восстановления трубопровода для наиболее трудозатратного трубопровода Ду 800 мм подземной прокладки составляет 25 ч (см. таблицу 9.2).

Коэффициент лимита тепла для трубопровода Ду 800 мм составляет 0,73.

Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии, приведен в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя

Время z, ч	Температура внутри помещения через z часов, °С	Температура обратной сетевой воды, t _{обр} , °С
0	18	58,6
1	17.7	58,3
2	17.4	58,0
3	17.1	57,7
4	16.8	57,4
5	16.5	57,1
6	16.2	56,8
7	15.9	56,5
8	15.7	56,3
9	15.4	56,0
10	15.1	55,8
11	14.9	55,5
12	14.7	55,3
13	14.4	55,0
14	14.2	54,8
15	14.0	54,6
16	13.7	54,4
17	13.5	54,1
18	13.3	53,9
19	13.1	53,7
20	12.9	53,5
21	12.7	53,3
22	12.5	53,2
23	12.4	53,0
24	12.2	52,8
25	12.0	52,6
Средневзвешенная величина	14,7	55,3

Таким образом, средневзвешенная величина температуры обратной сетевой воды в результате нарушения подачи тепловой энергии составит 55,3 °С, отклонение от расчетной величины составит 70-55,3=14,7 °С,

ГЛАВА 10 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

а) оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Предложения по величине необходимых инвестиций в новое строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепла и тепловых сетей приведены в таблице 10.1.

Объемы инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Стоимость мероприятий определена на основании оценок экспертов, прейскурантов поставщиков оборудования и открытых источников информации с учетом уровня цен на 2013 г. Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы.

Мероприятия, реализуемые для подключения новых потребителей, разработаны исходя из того, что теплоснабжающая организация обеспечивает требуемую для подключения мощность, и обеспечивает прокладку сетей теплоснабжения до границ участка застройки. От границ участка застройки и непосредственно до объектов строительства прокладку необходимых коммуникаций осуществляет застройщик. Точка подключения находится на границе участка застройки, что отражается в договоре на подключение. Построенные застройщиком сети передаются в муниципальную собственность в установленном порядке по соглашению сторон.

Состав мероприятий на конкретном объекте детализируется после разработки проектной документации (при необходимости после проведения энергетических обследований).

Таблица 10.1 – Мероприятия по подключению новых потребителей и повышению надежности теплоснабжения

Мероприятие	Объем инвестиций*, тыс. руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2029 гг.
Повышение эффективности существующих централизованных теплоисточников									
Реконструкция ТЭЦ-2 с ПГУ 130	9 620 000				955 000	955 000	955 000	955 000	5 800 000
Расширение ВПУ ТЭЦ-2	108 013								108 013
Реконструкция котельного цеха ТЭЦ-2 с установкой турбины Р-6-2,9	37 900			7 580	30 320				
Итого по реконструкции существующих теплоисточников	9 765 913			7 580	985 320	955 000	955 000	955 000	5 908 013
Повышение эффективности существующих котельных									
Модернизация котельной №25	6 640,4				6 640,4				
Модернизация котельной №30 Детский сад №6	6 640,4				6 640,4				
Модернизация котельной №31 Дом ребенка	10 265,8					10 265,8			
Реконструкция котельной № 13 (Областная больница)	84 217,4				84 217,4				
Реконструкция котельной №36 "Ситники 4" по ул. Лавочкина, 54б	78 655,2				78 655,2				
Реконструкция и строительство ВПУ на существующих котельных	18 600				11 280	7 320			
Всего по повышению эффективности существующих котельных	205 019,2				187 433,4	17 585,8			
Строительство новых теплоисточников									
Строительство Западной ТЭЦ установленной электрической мощностью 24 МВт, тепловой - 183 Гкал/ч	1 360 000		100 000	710 000	50 000				500 000
Строительство ВПУ на Западной ТЭЦ	111 590			111 590					
Строительство новых котельных	211 879,8					4 336,2			207 543,6
Итого по новым теплоисточникам	1 683 469,8		100 000	821 590	50 000	4 336,2			707 543,6
Вывод из работы 10 муниципальных котельных	79 460,0			72 920					6 540
Всего по теплоисточникам	11 733 862,0		100 000,0	902 090,0	1 222 753,4	976 922,0	955 000,0	955 000,0	6 622 096,6
Обеспечение надежности теплоснабжения									
Модернизация тепловой изоляции надземных трубопроводов, 1150 м	8 429,2					8 429,2			
Замена ветхих тепловых сетей	631 620		63 162	63 162	63 162	63 162	126 324	126 324	126 324
Перевод потребителей от паропровода №7 на сетевую воду по ул. Кашена – Ново-московская	1 464, 4		600	864,4					
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к13а до 3.10кН	4 230	4 230							
Перекладка участка водяной тепловой сети от камеры 3.10к5а до 310к6а	7 960	7 960							
Реконструкция тепловой сети от котельной по улице Нахимова, 5 до существующих жилых домов	4 436,5	4 436,5							
Строительство нового участка тепловой сети от 2к12 до 3к41 для перераспределения зон теплоснабжения магистральных выводов ТЭЦ-2	331 320		66 264	66 264	66 264	66 264	66 264		
Всего по строительству сетей для повышения надежности	989 460,1	16 626,5	130 026	130 290,4	129 426	137 855,2	192 588	126 324	126 324
Строительство тепловых сетей для переключения котельных на ТЭЦ 2									
Строительство нового участка тепловой сети от 3.14к1 до котельной № 2	10 000			10 000					
Строительство нового участка тепловой сети от 3.14к2 до котельной № 4	10 000			10 000					
Строительство нового участка тепловой сети от тк-1 до котельной № 18	30 000			30 000					
Строительство нового участка тепловой сети от 3к33 до котельной № 1	10 000			10 000					
Строительство нового участка тепловой сети от тк-2 до котельной № 5	20 000			20 000					
Строительство нового участка тепловой сети от тк-5 до котельной № 15	10 000			10 000					
Строительство нового участка тепловой сети от 3к32 до котельной № 53	2 000			2 000					
Строительство нового участка тепловой сети от 3к51 до котельной № 54	10 000			10 000					

Мероприятие	Объем инвестиций*, тыс. руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2029 гг.
Строительство нового участка тепловой сети от Зкб1 до котельной № 55	3 000			3 000					
Строительство нового участка тепловой сети от тк-14 до котельной № 56	10 000			10 000					
Строительство тепловых сетей для переключения котельных на ТЭЦ-2	115 000			115 000					
Реконструкция существующих тепловых сетей и строительство новых для подключения новых потребителей									
Строительство новых участков тепловых сетей от новой Западной ТЭЦ до районов Чернушки-Ясенное в пределах горчерты, Чернушки-Ясенное за границей горчерты, Кловка	297 700		115 300	115 300	37 200			29 900	
Строительство новых участков тепловых сетей от новой Западной ТЭЦ до районов Вишенки-Алексино, Миловидово-Загорье в пределах горчерты, Миловидово-Загорье за границей горчерты, Рябиновая поляна за границей горчерты	354 300		54 000	54 000	54 000			96 150	96 150
Строительство нового участка тепловой сети от Аптечный склад до р-н Одинцово	28 500		14 250	14 250					
Строительство нового участка тепловой сети до р-н Тихвинка	7 700								7 700
Строительство нового участка тепловой сети от 2к81 до р-на Офицерская слобода	2 300		1 150	1 150					
Строительство нового участка тепловой сети от тк-2 до р-на Солдатская слобода	1 200								1 200
Строительство нового участка тепловой сети от 3.1но1а до р-на Киселевка	3 300								3 300
Строительство нового участка тепловой сети от Зк4 до р-на Поповка	3 700		3 700						
Строительство нового участка тепловой сети от тк4 до р-на ул.2-ая Киевская	2 000								2 000
Строительство новых участков тепловой сети к перспективным потребителям по выданным техусловиям	19 600			4 900	4 900	4 900	4 900		
Реконструкция участка тепловой сети от 2к19 до 2к37	67 000		30 000	20 000	17 000				
Реконструкция участка тепловой сети от Зк14а до потребителя Аптечный склад	108 100			27 025	54 050	27 025			
Строительство нового участка тепловой сети от ТК 1к5 до МКУ «Строитель»	1 400						1 400		
Реконструкция тепловой сети от котельной № 21 до ТК 24	15 800		15 800						
Строительство нового участка тепловой сети от ТК 24 к району Серебрянка	40 800		30 800	10 000					
Всего по реконструкции существующих тепловых сетей и строительству новых	953 400		265 000	246 625	167 150	31 925	6 300	126 050	110 350
Всего по тепловым сетям	2 057 860,1	16 626,5	395 026	491 915,4	296 576	169 780,2	198 888	252 374	236 674
Итого	13 791 722,1	16 626,5	495 026	1 394 005,4	1 519 329,4	1 146 702,2	1 153 888,0	1 207 374,0	6 858 770,6
* Объемы инвестиций и их ежегодное распределение носят прогнозный характер и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования									

б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Финансовые потребности для реализации мероприятий по развитию системы теплоснабжения города Смоленска рассчитаны на основании смет, оценок экспертов, прейскурантов поставщиков оборудования и открытых источников информации с учетом уровня цен на 2013 г. Стоимость мероприятий учитывает проектно-изыскательские работы.

Реализация разработанных мероприятий направлена как на повышение качества и надежности теплоснабжения потребителей, так и на снижение расходов на тепловую энергию, что позволяет говорить о снижении эксплуатационных затрат за счет экономии топлива, энергии, трудовых ресурсов.

Средства, полученные организациями коммунального комплекса в результате применения платы за подключение, имеют целевой характер и направляются на финансирование инвестиционных программ в части проведения работ по модернизации и новому строительству коммунальной инфраструктуры г. Смоленска, связанному с подключением объектов капитального строительства, или на возврат ранее привлеченных средств, направленных на указанные мероприятия.

Реализация инвестиционных программ может осуществляться с применением различных механизмов финансирования мероприятий:

- для мероприятий со сроком окупаемости, не превышающим срок действия Программы – финансирование таких мероприятий должно компенсироваться за счет экономии, полученной в результате реализации мероприятия. При этом расходы, которые снижаются от реализации мероприятия, при установлении тарифов с учетом инвестиционных составляющих (надбавок к тарифам) учитываются в размере, характерном до момента реализации мероприятия;

- для мероприятий со сроком окупаемости, превышающим срок реализации Программы – финансирование таких мероприятий осуществляется посредством включения необходимых расходов в финансовые потребности на реализацию инвестиционной программы;

- при неравномерном распределении финансовых потребностей на реализацию инвестиционных проектов в течение периода действия инвестиционной программы, с динамикой изменения более 20 % от средней доли расходов, приходящихся на один год – финансирование мероприятий может осуществляться с привлечением бюджетных средств в части оплаты отдельных инвестиционных проектов, реализуемых в период с большими финансовыми потребностями, или в части оплаты процентов по привлеченным кредитам в целях сглаживания инвестиционных потребностей;

- для мероприятий по подключению новых потребителей к системам коммунальной инфраструктуры – финансирование таких мероприятий осуществляется за счет тарифа (платы) за подключение (технологическое присоединение), вносимой застройщиками до начала проведения мероприятий по подключению.

Бюджетное финансирование мероприятий инвестиционных программ обеспечивается за счет средств бюджета города Смоленска, Смоленской области и Российской Федерации. Бюджетное финансирование обеспечивается

участием в реализации мероприятий соответствующих областных и федеральных программ.

в) расчеты эффективности инвестиций

В данном разделе приведены результаты выполненной оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию схемы теплоснабжения г. Смоленска.

Повышение эффективности работы ТЭЦ-2 и обеспечение ее перспективных тепловых нагрузок рассмотрено в двух вариантах:

- **вариант 1** – замена выработавшего свой ресурс оборудования на новое с дополнительной установкой на ТЭЦ блока ПГУ-130 МВт;

- **вариант 2** – замена выработавшего свой ресурс оборудования на новое аналогично варианту 1 и расширение ТЭЦ-2 для обеспечения перспективной тепловой нагрузки водогрейным котлом 1хКВГМ-100.

На Западной ТЭЦ для обеспечения тепловой нагрузки в размере 136,6 Гкал/ч (с учетом тепловых потерь) рассматриваются два варианта состава оборудования:

- **вариант 1** – установка блока ПГУ электрической мощностью 65 МВт;

- **вариант 2** – установка двух газовых турбин ГТ-12 типа ЭГЭС 12С.

Выбор оптимальных вариантов осуществляется на основании результатов финансового анализа приведенного ниже.

Оценка эффективности схемы теплоснабжения рассматривается с учетом действующих на территории РФ нормативно-правовых актов и методических рекомендаций^{1,2}. В соответствии с методическими положениями по проведению обоснования эффективности реализации инвестиционных проектов основным критерием для принятия решения о финансировании является получение прибыли инвестора.

Поскольку инвестиции представляют собой долгосрочное вложение финансовых ресурсов с целью создания и получения прибыли в будущем, для оценки инвестиций необходимо все требуемые вложения и отдачу по проектам оценить с учетом временной ценности денег. Т.е. с учетом того обстоятельства, что сумма денег, находящаяся в распоряжении в настоящее время, обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Поэтому при оценке эффективности вариантов целесообразно использовать концепцию дисконтирования потока реальных денег.

Критериями эффективности вариантов являются минимум приведенных затрат³ и максимум чистого дисконтированного дохода от реализации продукции.

1Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

2«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», Утв. приказом ОАО «РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155

3«Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook», IAEA, 1984

Приведенные затраты отражают экономическую эффективность вариантов теплоснабжения потребителей и служат для выбора оптимального направления развития энергетических систем. Для расчета приведенных затрат предлагается использовать следующую формулу:

$$Z_{T,i} = \left(\sum_{t=1}^T (K_{t,i} + I_{t,i}) \times (1 + p_t)^{-t} \right)$$

где $Z_{T,i}$ - приведенные затраты на производство продукции за расчетный период по варианту i ;

T – длительность расчетного периода (лет);

$K_{t,i}$ - капиталовложения по варианту i в год t ;

$I_{t,i}$ - суммарные годовые издержки на производство продукции (руб./год) по варианту i в год t ;

p_t - ставка дисконтирования.

Данный критерий служит для определения оптимального с экономической точки зрения направления развития энергосистем, однако не позволяет оценить возможность их практической реализации в реальных условиях. С целью оценки возможности практической реализации используются критерии, основанные на сравнении расходной и доходной части проектов, которые в настоящее время рекомендованы для применения действующими нормативными документами.

Основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются: чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма рентабельности (**IRR**) и срок окупаемости проекта. Критериями принятия решения являются:

- **NPV** > 0;

- **IRR** > ставки дисконтирования;

- **Дисконтированный срок окупаемости** < срока службы основного оборудования.

При сравнении вариантов - максимум NPV и IRR, минимум дисконтированного срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1 + p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1 + p)^T},$$

где $B_{t,i}$ и $C_{t,i}$ - суммарные доход и затраты по варианту i в год t ;

p - ставка дисконтирования;

L_T – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода;

T – длительность расчетного периода.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) - это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой NPV=0, т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы. Расчетная формула имеет вид - найти p такое, чтобы

$$\left(\sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T} = 0$$

Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный проект.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают **простой срок окупаемости и дисконтированный. Простой срок окупаемости проекта** - это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет **дисконтированного срока окупаемости** проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Расчеты выполнены по состоянию на 01.01.2013 г. в текущих ценах (т.е. с учетом инфляции) в соответствии с действующим на территории РФ на указанную дату налоговым и хозяйственным законодательством. Кроме того, выполнены расчеты в прогнозных (дефлированных) ценах, сравнение результатов дало почти полное совпадение показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов. Следует отметить, что использование расчетных цен делает расчеты более информативными и их легче анализировать.

Годовые индексы роста потребительских цен и цепной индекс роста к ценам 2011 года приведены на рисунке 10.1.

Задача определения показателей экономической и финансово-экономической эффективности реализации проекта решалась в динамической постановке с учетом прогнозируемого роста стоимости топлива и, соответственно, тепла и электроэнергии⁴. Прогнозы роста стоимости топлива и электроэнергии приведены на рисунках 10.2-10.5.

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России. Целевые ориентиры и приоритеты развития электроэнергетики, представленные в Сценарных условиях, соответствуют базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года. Сценарные условия предназначены для формирования энергетическими компаниями уточненных предложений по развитию энергетических объектов в период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года на основе

⁴*«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г» Министерство энергетики РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Москва, 2011*

единого для всех энергокомпаний сценария развития электроэнергетики, в том числе, для оценки эффективности инвестпроектов.

При проведении расчетов по оценке вариантов развития системы теплоснабжения г. Смоленска использовалась ставка дисконтирования на уровне 11% в год. Данная ставка использовалась при разработке упомянутых сценарных условий.

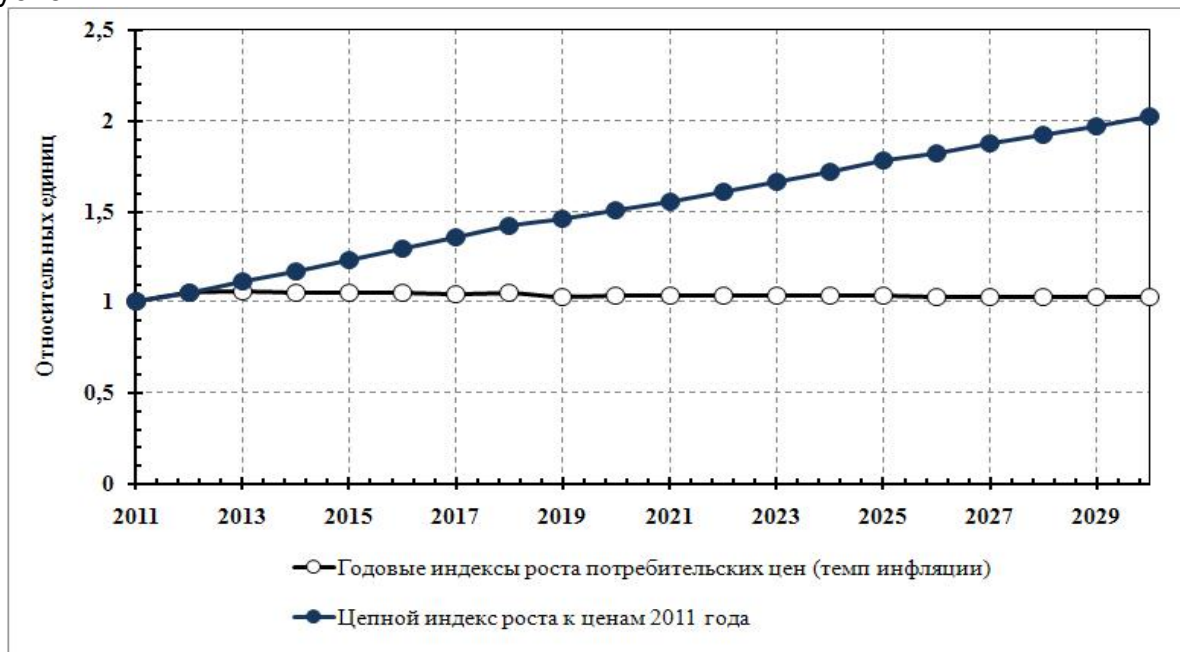


Рисунок 10.1- Годовые индексы роста потребительских цен

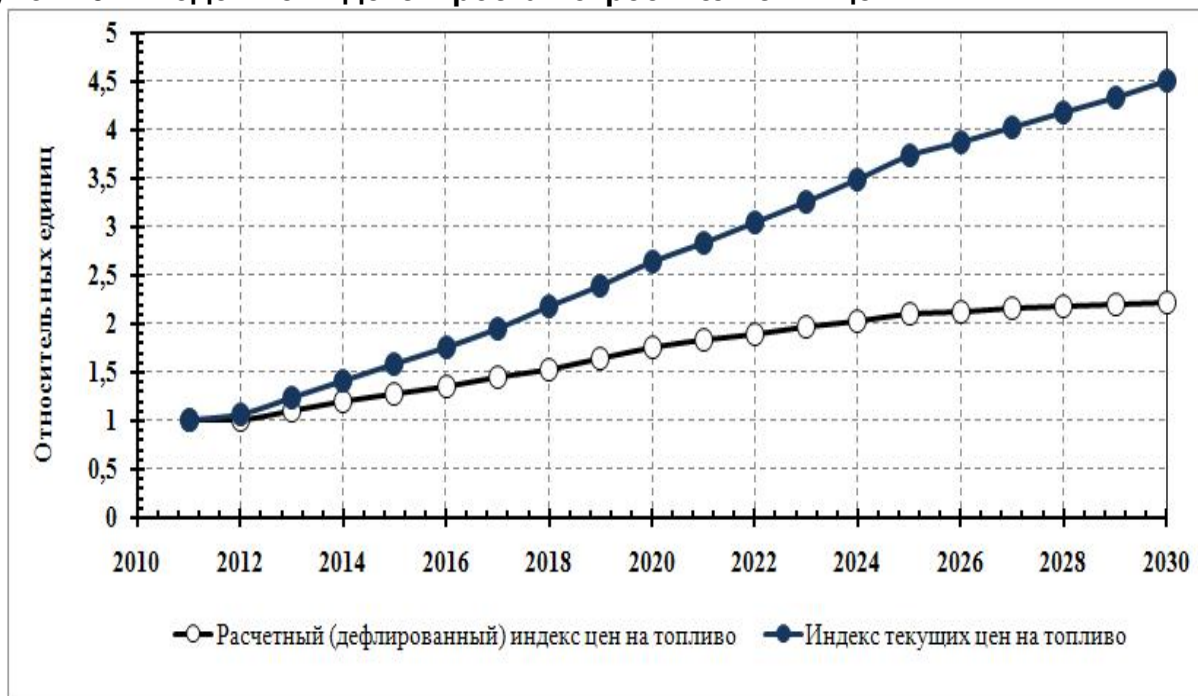


Рисунок 10.2 - Индекс текущих цен на природный газ

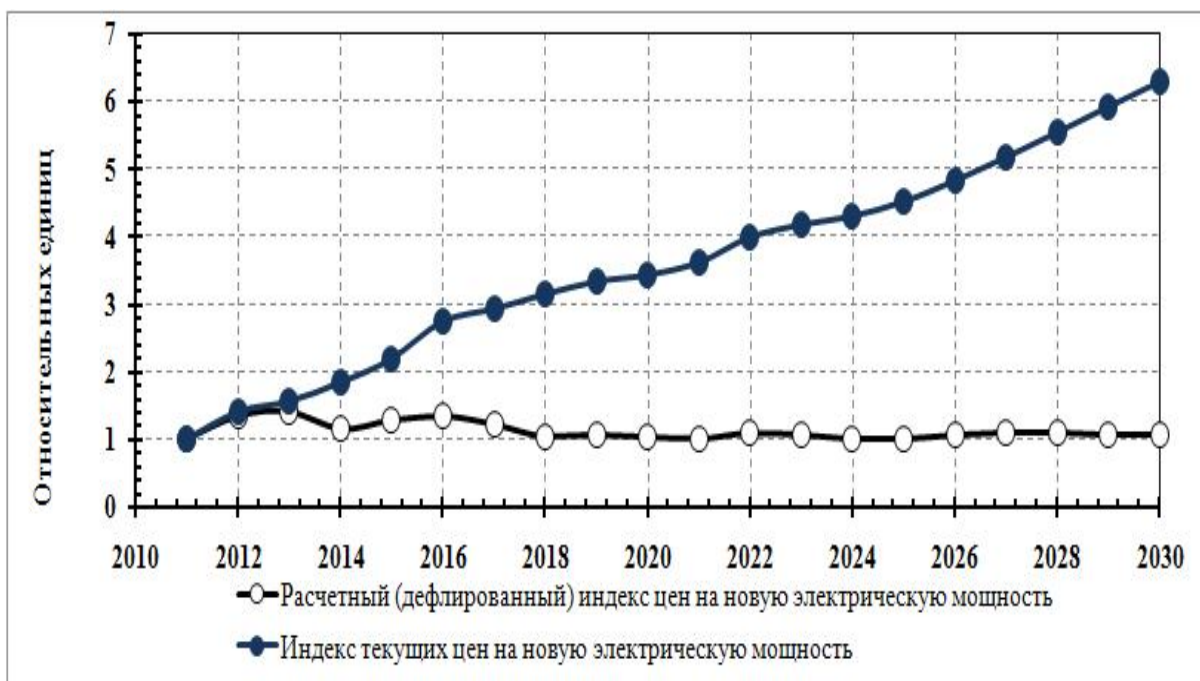


Рисунок 10.3- Индекс текущих цен на новую электрическую мощность

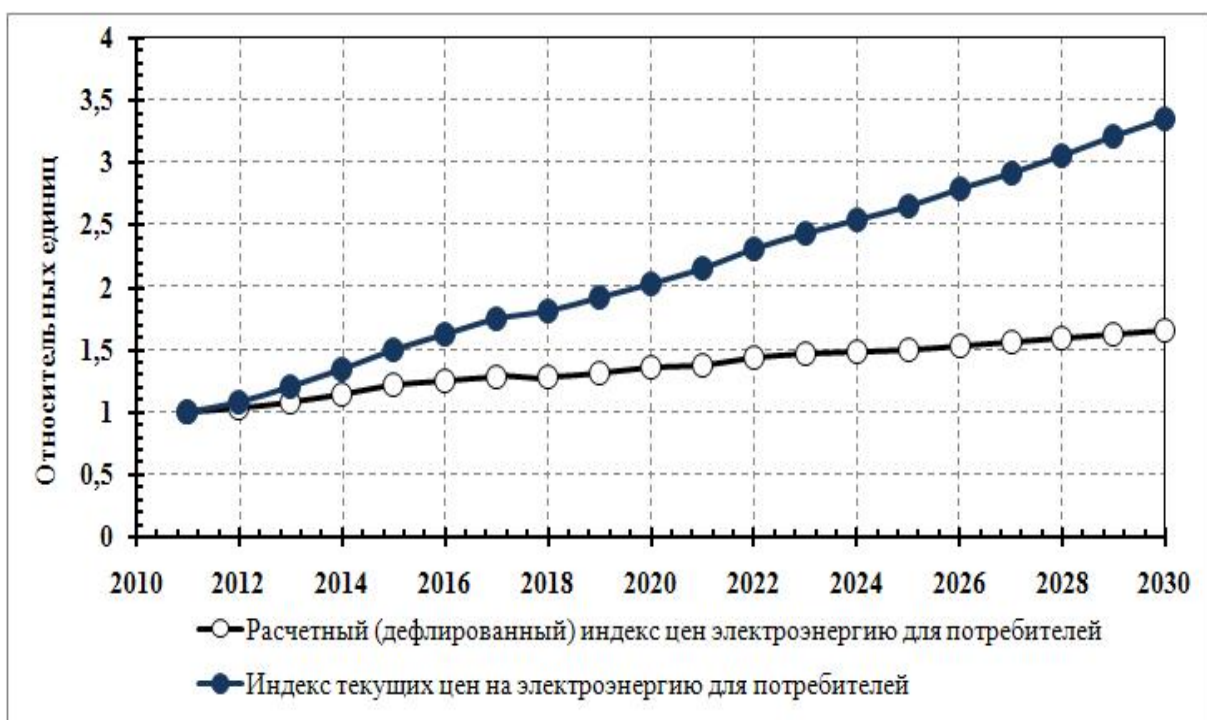


Рисунок 10.4 - Индекс текущих цен на электроэнергию для потребителей

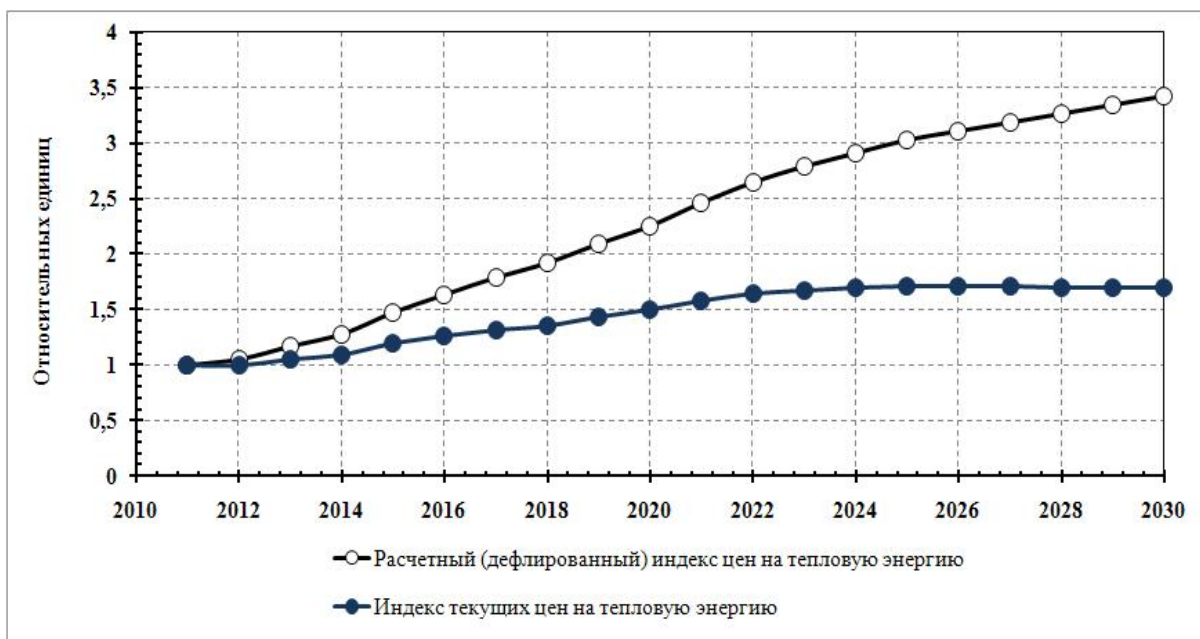


Рисунок 10.5 - Индекс текущих цен на тепловую энергию

Расчет себестоимости продукции, отпускаемой от энергоисточников, выполнен с использованием действующих нормативных и методических материалов^{5,6,7}. В составе затрат на производство и реализацию продукции (услуг), включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (затраты на топливо, покупка электроэнергии и тепла, смазочные материалы и др. расходы);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на ремонты и обслуживание⁸, налоги⁹ и др.)

Затраты на амортизацию принимались на основе^{10,11} по группам вводимых основных производственных фондов.

⁵ Методика расчета проектной себестоимости электрической и тепловой энергии на вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанциях, Москва, ГПИО, Энергопроект

⁶ Состав себестоимости для целей налогообложения определяется в соответствии с главой 25 второй части налогового кодекса Российской Федерации

⁷ «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» Утв. Приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года №20-э/2

⁸ Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций РАО «ЕЭС России» СО 34.20.611-2003

⁹ В соответствии с действующим законодательством

¹⁰ «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утв. Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 №1с последующими изменениями

¹¹ Налоговый кодекс РФ, кл.2

Финансовый анализ вариантов развития ТЭЦ-2

Исходные данные получены из других разделов рассматриваемой работы и приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2– Исходные данные

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)	тыс. Гкал	2479,8	2479,8
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	2072,7	1293,8
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	млн. кВт·ч	140,5	124,6
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	1932,2	1169,2
Годовой расход условного топлива	тыс. т у. т.	744,2	613,2
Капиталовложения	млн. руб.	9620	4484
Средняя заработная плата (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./чел. мес.	44 256	
Цена природного газа (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./ т у. т.	1 873	
Тариф на электроэнергию (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./ кВтч	2,9	
Тариф на теплоэнергию (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./Гкал	1224	
Коэффициент дисконтирования	отн. ед.	0,11	
Налоговое окружение	По состоянию на 01.01.14 г.		

Оценка эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию рассматриваемых вариантов решалась в два этапа.

На первом этапе определяется целесообразность вариантов теплоснабжения с экономической точки зрения. Критерием принятия решения служит минимум затрат на производство электроэнергии и тепла. Данный критерий ранее был основным при оптимизации структуры энергосистем, в том числе и систем теплоснабжения, но в настоящее время имеет широкое применение различные его модификации. Использование данного критерия дает достаточно обоснованную информацию для выбора наиболее экономичного варианта, но не учитывает влияние субъективных факторов, влияющих на реализуемость вариантов.

Для сравнения вариантов необходимо выровнять их по полезному отпуску продукции. Варианты выровнены по полезному отпуску тепловой энергии, но значительно различаются по отпуску электрической энергии. В условиях рассматриваемого региона, выравнивание целесообразно проводить за счет дополнительной загрузки существующих и вводимых установок, что потребует

дополнительного сжигания топлива. В качестве замещающей ГРЭС рассматривалась электростанция с удельным расходом топлива на отпуск электроэнергии 325,0 г у. т./кВт·ч. Результаты расчета приведенных затрат по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Расчет приведенных затрат

Показатели	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой отпуск тепла, всего	тыс. Гкал	2 479,8	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		2479,8	2 479,8
по замещающей КЭС		0,0	0,0
Годовой отпуск электроэнергии всего,	млн. кВт·ч	1 932,2	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		1 932,2	1 169,2
по замещающей КЭС		0,0	763,0
Годовой расход топлива всего,	тыс. т у. т.	744,2	829,4
в т.ч. по рассматриваемому проекту		744,2	613,2
по замещающей КЭС		0,0	216,2
Капиталовложения всего,	млн. руб.	9620,0	4624,7
в т.ч. по рассматриваемому проекту		9620,0	4486,0
по замещающей КЭС		0,0	138,7
Приведенные затраты	млн. руб.	34 882,55	44 369,89

Результаты расчета приведенных затрат (таблица 10.3) показали, что наиболее эффективным направлением развития ТЭЦ-2 является **вариант 1**, приведенные затраты по которому минимальны.

На втором этапе проводился анализ реализуемости проекта с учетом влияния внешней среды, инструментом которого является **финансово-экономический анализ**.

Результаты расчета показателей финансовой эффективности рассматриваемых вариантов приведены в таблице 10.4 и на рисунке 10.6.

Таблица 10.4 – Результаты расчета показателей финансовой эффективности

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой расход условного топлива	тыс. т у. т.	744,2	613,2
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	2 479,8	2 479,8
	млн. руб.	4 426,9	4 426,9
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	2 072,7	1 293,8
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	1 932,2	1 169,2
	млн. руб.	9 952,8	5 887,9
Суммарная годовая выручка	млн. руб.	14 379,7	10 314,8
Капиталовложения	млн. руб.	9 620,0	3 820,0
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт·ч	1,20	2,32
в т.ч. топливная составляющая	руб./кВт·ч	1,07	1,12
Себестоимость теплоэнергии	руб./Гкал	1 262,2	2 230,3
в т.ч. топливная составляющая	руб./Гкал	1 119,2	1 078,1

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовые затраты на отпуск продукции	млн. руб.	5 467,6	8 263,7
Годовая балансовая прибыль	млн. руб.	8 912,0	2 051,2
Годовая чистая прибыль	млн. руб.	7 108,9	1 628,0
Показатель эффективности проекта			
Дополнительный чистый дисконтированный доход по состоянию на 2029 г.	млн. руб.	38 935,4	21 383,5

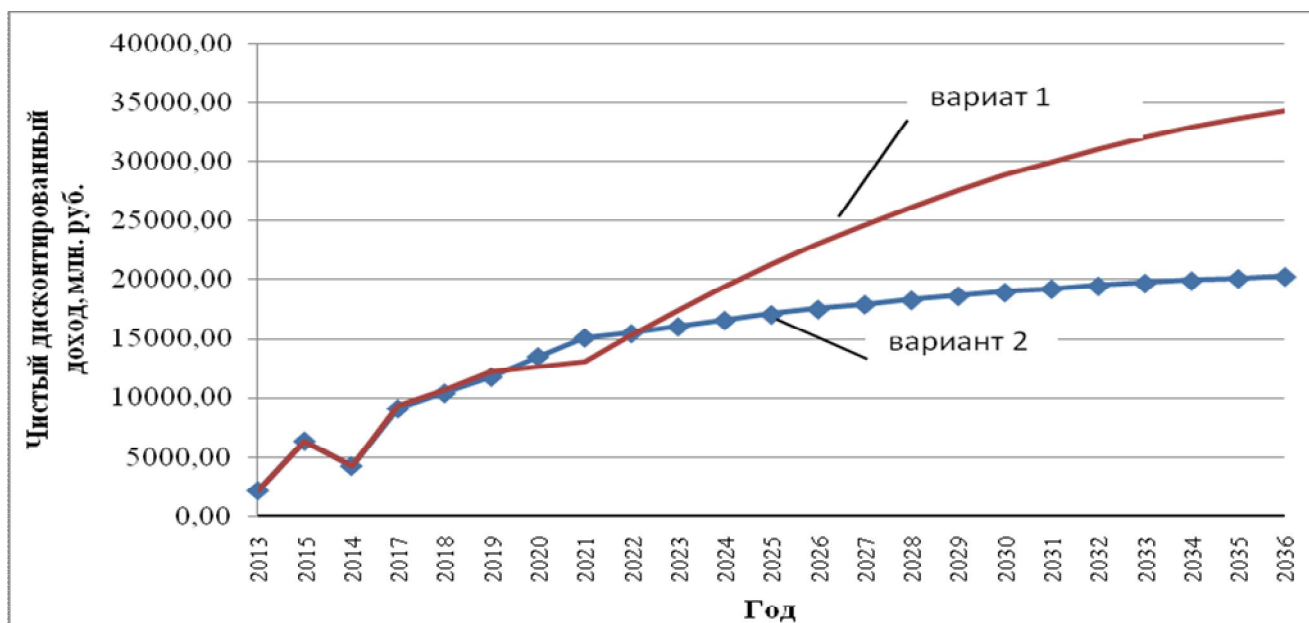


Рисунок 10.6- Изменение чистого дисконтированного дохода по вариантам реконструкции ТЭС-2

Выводы: Результаты расчетов показали, что с точки зрения минимизации затрат и получения максимальной прибыли инвестором более экономичным является вариант 1, предусматривающего установку на ТЭС-2 блока ПГУ - 130 МВт.

На основании проведенных расчетов к реализации рекомендуется вариант 1.

Финансовый анализ состава основного оборудования новой Западной ТЭС

Исходные данные получены из других разделов рассматриваемой работы и приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5– Исходные данные

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)	тыс. Гкал	468,8	468,8
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	425,16	180,40

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	млн. кВт·ч	33,19	26,07
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	391,97	154,33
Годовой расход условного топлива	тыс. т у. т.	141,22	108,41
Капиталовложения	млн. руб.	3812,0	1472,0
Средняя заработная плата (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./чел. мес.	44 256	
Цена природного газа (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./ т у. т.	1 873	
Тариф на электроэнергию (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./ кВтч	2,9	
Тариф на теплоэнергию (по состоянию на 1.01.2014 г.)	руб./Гкал	1224	
Коэффициент дисконтирования	отн. ед.	0,11	
Налоговое окружение	По состоянию на 01.01.13 г.		

Результаты расчета приведенных затрат по рассматриваемым вариантам приведены в таблице 10.6, результаты финансового анализа в таблице 10.7 и на рисунке 10.7.

Таблица 10.6 – Расчет приведенных затрат

Показатели	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой отпуск тепла, всего	тыс. Гкал	468,8	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		468,8	468,8
по замещающей КЭС		0,0	0,0
Годовой отпуск электроэнергии всего,	млн. кВт ч	392,0	
в т.ч. по рассматриваемому проекту		392,0	154,3
по замещающей КЭС		0,0	237,7
Годовой расход топлива всего,	тыс. т у.т.	141,2	175,8
в т.ч. по рассматриваемому проекту		141,2	108,4
по замещающей КЭС		0,0	67,4
Капиталовложения всего,	млн. руб.	3812,0	1515,2
в т.ч. по рассматриваемому проекту		3812,0	1472,0
по замещающей КЭС		0,0	43,2
Приведенные затраты	млн. руб.	5 779,22	4 820,99

Таблица 10.7 – Результаты расчета показателей финансовой эффективности

Показатель	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой расход условного топлива	тыс. т у. т.	141,2	108,4
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	468,8	468,8
	млн. руб.	801,8	801,8
Годовая выработка электроэнергии	млн. кВт·ч	425,2	180,4
Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВт·ч	392,0	154,3
	млн.руб.	1 729,6	904,5
Суммарная годовая выручка	млн.руб.	2 531,4	1 706,3
Капиталовложения	млн. руб.	3812,0	1472,0
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт·ч	0,88	1,01
в т.ч. топливная составляющая	руб./кВт·ч	0,66	0,80
Себестоимость теплоэнергии	руб./Гкал	983,5	976,4
в т.ч. топливная составляющая	руб./Гкал	731,9	769,7
Годовые затраты на отпуск продукции	млн. руб.	807,0	613,7
Годовая балансовая прибыль	млн. руб.	1 724,4	1 092,6
Годовая чистая прибыль	млн. руб.	1 375,2	872,3
Показатель эффективности проекта			
Простой срок окупаемости проекта	лет	9,0	4,0
Динамический срок окупаемости проекта	лет	12,0	7,0
Дополнительный чистый дисконтированный доход по состоянию на 2028 г.	млн. руб.	1300	1800

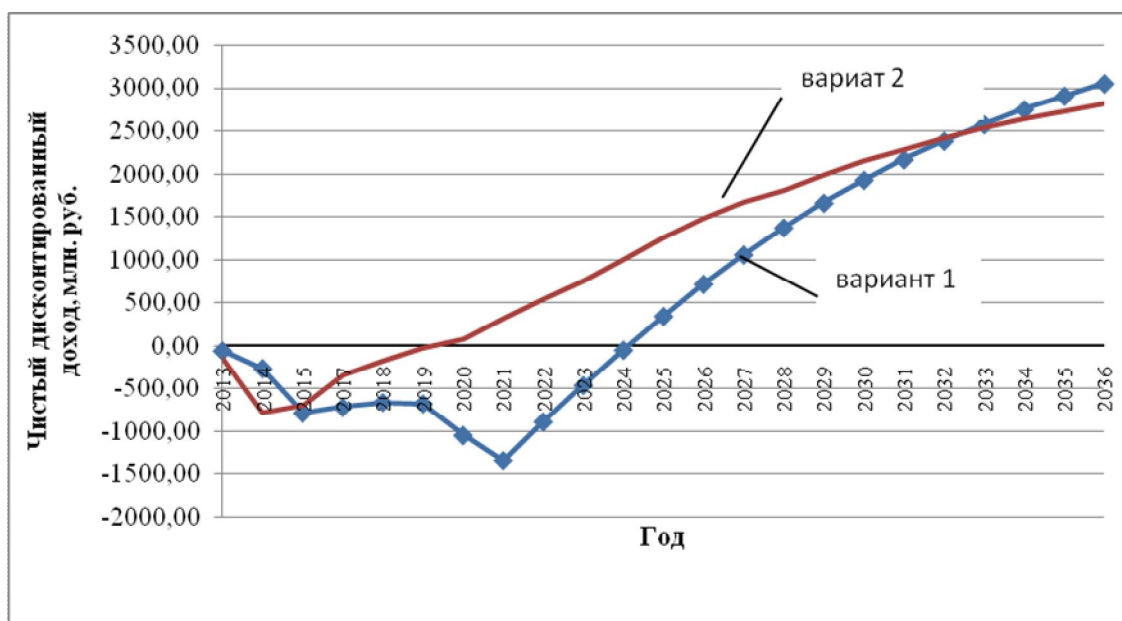


Рисунок 10.7- Изменение чистого дисконтированного дохода по вариантам

Выводы: Результаты расчетов показали, что с точки зрения минимизации затрат более экономичным является вариант 2 предусматривающий установку на новой Западной ТЭЦ двух газовых турбин ГТ-12, что объясняется существенно меньшими капитальными затратами в его реализацию.

На основании проведенных расчетов на новой Западной ТЭЦ состав оборудования рекомендуется по варианту 2.

г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Основная доля инвестиционных проектов по развитию системы теплоснабжения направлена на присоединение новых потребителей. Финансирование данных проектов осуществляется за счет платы за подключение.

Прогнозирование изменения тарифа на тепловую энергию в г. Смоленске с учетом результатов и расходов на реализацию мероприятий, рекомендованных Схемой, представлены в таблице 10.8.

Таблица 10.8 – Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и теплосетевых объектов

Показатели	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал	2083,9	2430,5	2516,3	2590,6	2663,5	2731,4	2798,5	2864,7	2930,7	2996,2	3061,7	3127,4	3193,1	3258,7	3324,3
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс.Гкал	1716,4	1942,20	1989,63	2037,06	2084,49	2124,0	2163,6	2203,1	2242,6	2282,1	2321,7	2361,2	2400,7	2440,3	2479,8
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс.Гкал	367,5	367,54	380,51	381,41	381,41	380,5	379,2	378,1	377,1	376,1	376,1	376,1	376,0	375,9	375,8
- Западная ТЭЦ	тыс.Гкал		120,7	146,2	172,1	197,6	226,9	255,8	283,5	311,0	337,9	364,0	390,1	416,3	442,6	468,8
Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды (без учета расходов на производство прочей продукции)	тыс.Гкал	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс.Гкал	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс.Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Западная ТЭЦ	тыс.Гкал		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Полезный отпуск теплоэнергии (с учетом потерь)	тыс.Гкал	2079,7	2426,2	2512,1	2586,4	2659,2	2727,1	2794,3	2860,5	2926,5	2991,9	3057,5	3123,2	3188,9	3254,5	3320,1
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс.Гкал	1713,2	1939,0	1986,5	2033,9	2081,3	2120,9	2160,4	2199,9	2239,4	2279,0	2318,5	2358,0	2397,6	2437,1	2476,6
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс.Гкал	366,5	366,5	379,4	380,4	380,4	379,4	378,1	377,1	376,0	375,0	375,0	375,0	375,0	374,9	374,7
- Западная ТЭЦ	тыс.Гкал		120,7	146,2	172,1	197,6	226,9	255,8	283,5	311,0	337,9	364,0	390,1	416,3	442,6	468,8
Потери в тепловых сетях	тыс.Гкал	363,03	411,7	424,3	434,7	444,9	440,3	435,1	429,5	423,4	416,9	410,0	402,7	395,0	386,9	378,3
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс.Гкал	299,06	338,5	346,8	355,0	363,3	358,6	353,5	348,0	342,0	335,6	328,8	321,6	313,9	305,7	297,2
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс.Гкал	63,97	63,97	66,24	66,39	66,39	64,16	61,88	59,65	57,44	55,23	53,19	51,14	49,09	47,03	44,96
- Западная ТЭЦ	тыс.Гкал		9,3	11,3	13,3	15,2	17,5	19,7	21,8	23,9	26,0	28,0	30,0	32,1	34,1	36,1
Отпуск теплоэнергии потребителям (без потерь)	тыс.Гкал	1716,7	2014,5	2087,9	2151,7	2214,3	2286,8	2359,2	2431,0	2503,0	2575,0	2647,5	2720,4	2793,8	2867,7	2941,8
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс.Гкал	1414,2	1600,5	1639,7	1678,9	1718,0	1762,2	1806,8	1851,9	1897,4	1943,3	1989,7	2036,5	2083,7	2131,4	2179,4
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс.Гкал	302,5	302,5	313,2	314,0	314,0	315,2	316,2	317,4	318,6	319,8	321,8	323,9	325,9	327,8	329,7

Показатели	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
- Западная ТЭЦ	тыс.Гкал		111,4	134,9	158,9	182,4	209,4	236,1	261,7	287,0	311,9	336,0	360,1	384,3	408,5	432,7
Годовой расход э/э на СН	млн.кВт*ч	70,5	82,2	85,2	87,7	90,1	92,4	94,7	97,0	99,2	101,4	103,6	105,9	108,1	110,3	112,6
Годовой расход топлива на отпуск тепла	тыс.т у.т	298,8	351,8	361,6	372,1	382,5	392,2	402,0	490,8	502,1	513,4	524,7	536,0	547,2	558,4	571,3
в том числе:																
- ТЭЦ-2	тыс т у. т.	235,2	266,2	272,7	279,2	285,7	291,1	296,5	378,5	385,3	392,1	398,9	405,7	412,4	419,2	427,7
- Котельный цех ТЭЦ-2	тыс т у. т.	63,5	63,5	63,5	63,7	63,7	63,5	63,3	63,1	63,0	62,8	62,8	62,8	62,8	62,8	62,8
- Западная ТЭЦ	тыс т у. т.		22,0	25,4	29,2	33,1	37,5	42,1	49,2	53,9	58,5	63,0	67,5	71,9	76,4	80,9
в том числе:																
Природный газ	тыс т у. т.	295,8	348,5	358,2	368,6	379,0	388,6	398,4	486,4	497,7	508,9	520,1	531,3	542,4	553,6	566,4
Мазут	тыс т у. т.	3,0	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,8	4,8	4,9
Вода (исходная)	тыс. м³/год	2474,4	2587,9	2624,8	2674,1	2702,5	2724,0	2745,5	2767,0	2788,5	2809,9	2837,4	2865,0	2892,5	2920,0	2947,5
Покупная теплоэнергия																
Получено от муниципальных котельных	тыс.Гкал	251,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6
Получено от ведомственных котельных	тыс.Гкал	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96
Затрачено э/э на перекачку	млн.кВт*ч	7,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
приросты теплоэнергии ТЭЦ-2	тыс.Гкал	-51,9	225,8	47,4	47,4	47,4	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5
приросты теплоэнергии КЦ	тыс.Гкал	-22,6	0,0	13,0	0,9	0,0	-1,0	-1,3	-1,0	-1,0	-1,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2
приросты теплоэнергии Зап. ТЭЦ	тыс.Гкал			25,5	25,9	25,5	29,3	29,0	27,7	27,5	27,0	26,0	26,2	26,2	26,2	26,2
Капиталовложения	млн. руб	1320,2	1519,3	1146,7	1153,9	1207,4	761,4	761,4	761,4	761,4	761,4	761,4	761,4	761,4	761,4	0,0
Расчет ценовых последствий																
Затраты на топливо	млн. руб.	1209	1487	1597	1717	1844	1975	2115	2699	2885	3082	3291	3512	3747	3995	4271
Затраты на покупку эл/эн	млн. руб.	83	98	104	111	117	124	131	138	146	154	162	171	180	190	200
Затраты на покупку тепла	млн. руб.	432	386	399	412	425	439	454	469	484	500	517	534	551	570	588
Основная и дополнительная зарплата	млн. руб.	82	96	109	114	120	125	131	137	143	150	157	164	171	179	187
Стоимость воды на технологические цели	млн. руб.	87	95	101	107	113	120	126	133	140	148	156	165	174	184	194

Показатели	Единица измерения	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Затраты на текущ. и кап. ремонты	млн. руб.	9	15	19	24	28	31	34	37	40	43	46	49	50	53	53
Общестанционные расходы	млн. руб.	34	48	59	68	77	84	90	97	104	111	117	124	128	135	137
Прочие затраты	млн. руб.	835	939	1013	1084	1158	1233	1311	1563	1676	1782	1892	2008	2130	2259	2397
Сумма постоянные издержки	млн. руб.	1047	1193	1301	1397	1497	1593	1693	1967	2104	2233	2368	2510	2654	2810	2969
Амортизация	млн. руб.	58	98	127	157	189	209	228	248	268	288	307	327	336	356	356
Всего производственные издержки	млн. руб.	2830	3261	3528	3794	4072	4340	4621	5521	5886	6257	6645	7055	7468	7920	8384
рентабельность	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Необходимая валовая выручка	млн. руб.	2886	3326	3598	3870	4154	4427	4714	5631	6004	6382	6778	7196	7618	8079	8552
Тариф	руб/Гкал	1452	1479	1549	1622	1696	1756	1817	2113	2193	2271	2352	2435	2515	2604	2692
финансовые последствия	млн. руб.	1172,0	1459,8	2088,1	2335,4	2548,6	3253,6	3526,2	4374,6	4728,4	5087,6	5465,4	5863,2	6266,2	6706,6	7920,3

ГЛАВА 11 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации»

Порядок определения единой теплоснабжающей организации:

- статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения;

- в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей установленной тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

В системе теплоснабжения г. Смоленска установлены две зоны действия теплоснабжающих организаций, которые в настоящее время обслуживаются следующими теплоснабжающими организациями:

1) ОАО «Квадра»;

2) МУП «Смоленсктеплосеть»

Установленная тепловая мощность теплоисточников, а также емкость тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций приведена в таблице 11.1.

Таблица 11.1- Установленная тепловая мощность теплоисточников, а также емкость тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация	Количество теплоисточников	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Емкость тепловых сетей, м ³
Филиал ОАО «Квадра» - «Западная генерация»	2	965,3	35568
МУП «Смоленсктеплосеть»	63	331,8	6713 (от сетей ОАО «Квадра») 1834 (от котельных МУП «Смоленсктеплосеть»)

В настоящее время филиал ОАО «Квадра» - «Западная генерация» осуществляет подачу тепловой энергии от Смоленской ТЭЦ-2 и котельного цеха Смоленской ТЭЦ-2 в зону теплоснабжения, которая составляет более 90 % всей системы теплоснабжения города Смоленска. Транспорт тепловой энергии от вышеуказанных источников тепла осуществляется по технологически связанным магистральным тепловым сетям филиала ОАО «Квадра»-«Западная генерация» (переданы в аренду ООО «Смоленская ТСК» - 100 % ДЗО ОАО «Квадра») и далее по квартальным тепловым сетям МУП «Смоленсктеплосеть» до конечных потребителей.

МУП «Смоленсктеплосеть» осуществляет подачу тепловой энергии от 63 котельных, находящихся в его хозяйственном ведении, и 12 котельных, находящихся в собственности различных юридических лиц, в зоны теплоснабжения, которые суммарно составляют менее 10 % всей системы теплоснабжения города Смоленска. Транспорт тепловой энергии от вышеуказанных источников тепла осуществляется по квартальным тепловым сетям МУП «Смоленсктеплосеть» до конечных потребителей.

В соответствии с первым критерием выбора единой теплоснабжающей организации, так как в ведении филиала ОАО «Квадра» - «Западная генерация» находятся наиболее крупные теплоисточники города и тепловые сети, филиал ОАО «Квадра»-«Западная генерация» должен быть определен единой теплоснабжающей организацией в г. Смоленске.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение, теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности в соответствии с ч. 6 ст. 6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» принимает орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, должно быть выполнено в

ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;

- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

- подключения к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключения от системы теплоснабжения;

- технологического объединения или разделения систем теплоснабжения. Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Приложение И (на листах 103-112)

Результаты гидравлических расчетов основных тепломагистралей теплоисточников г. Смоленска без реконструкции тепловых сетей

Приложение И.1 - Зона теплоснабжения ТЭЦ-2

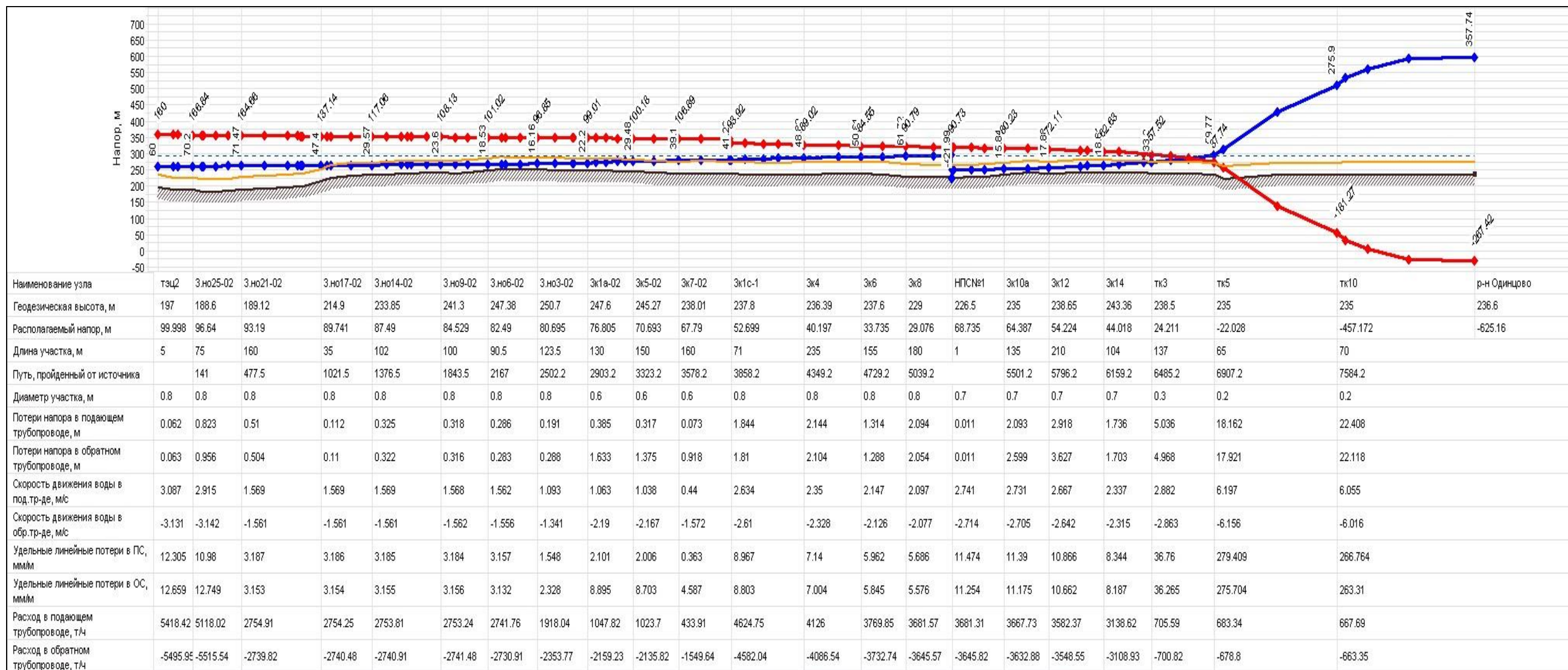


Рисунок И.1.1 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Одинцово

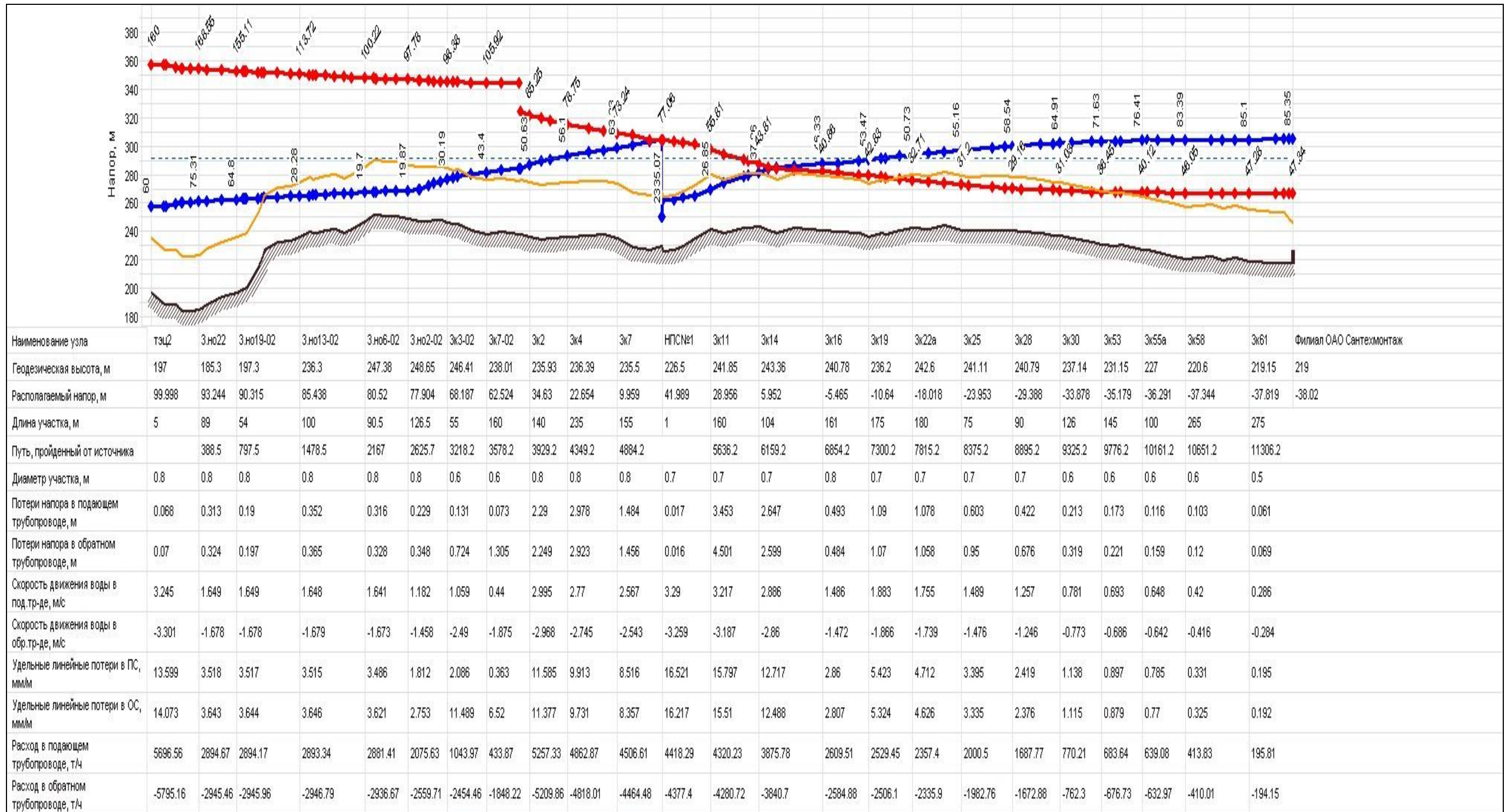


Рисунок И.1.2 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – филиал «Сантехмонтаж»

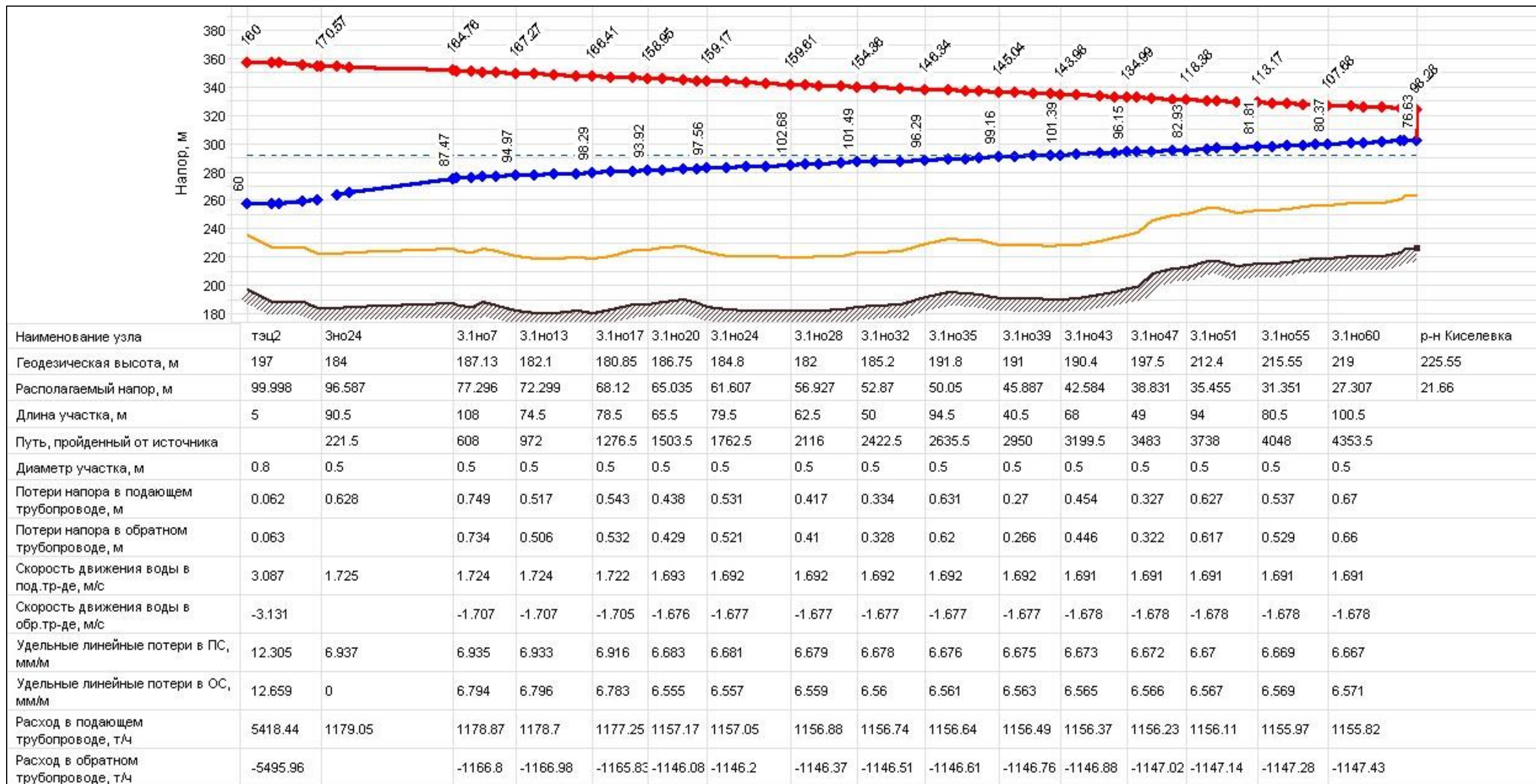


Рисунок И.1.3 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Киселевка

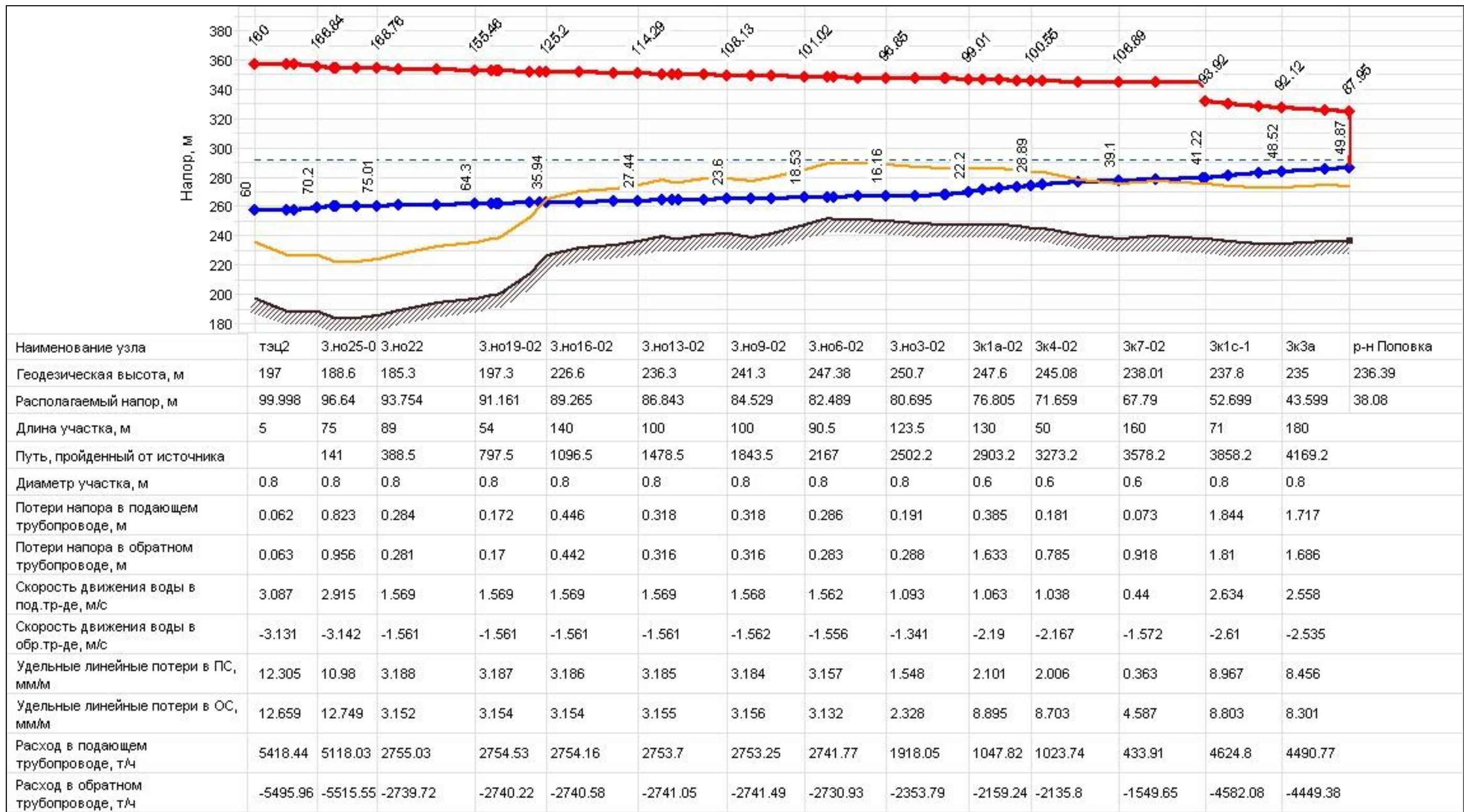


Рисунок И.1.4 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Поповка

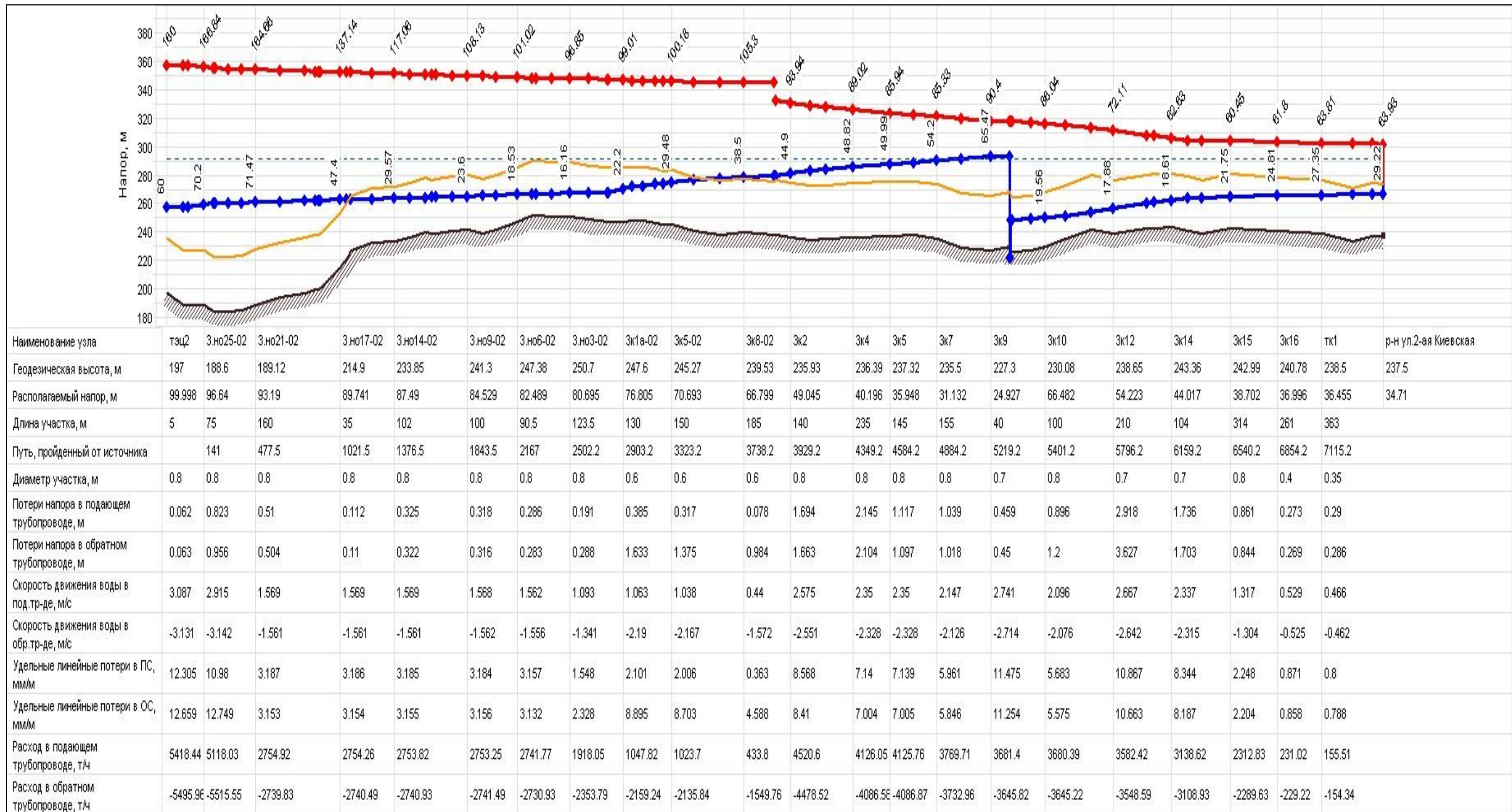


Рисунок И.1.5 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н ул. 2-ая Киевская

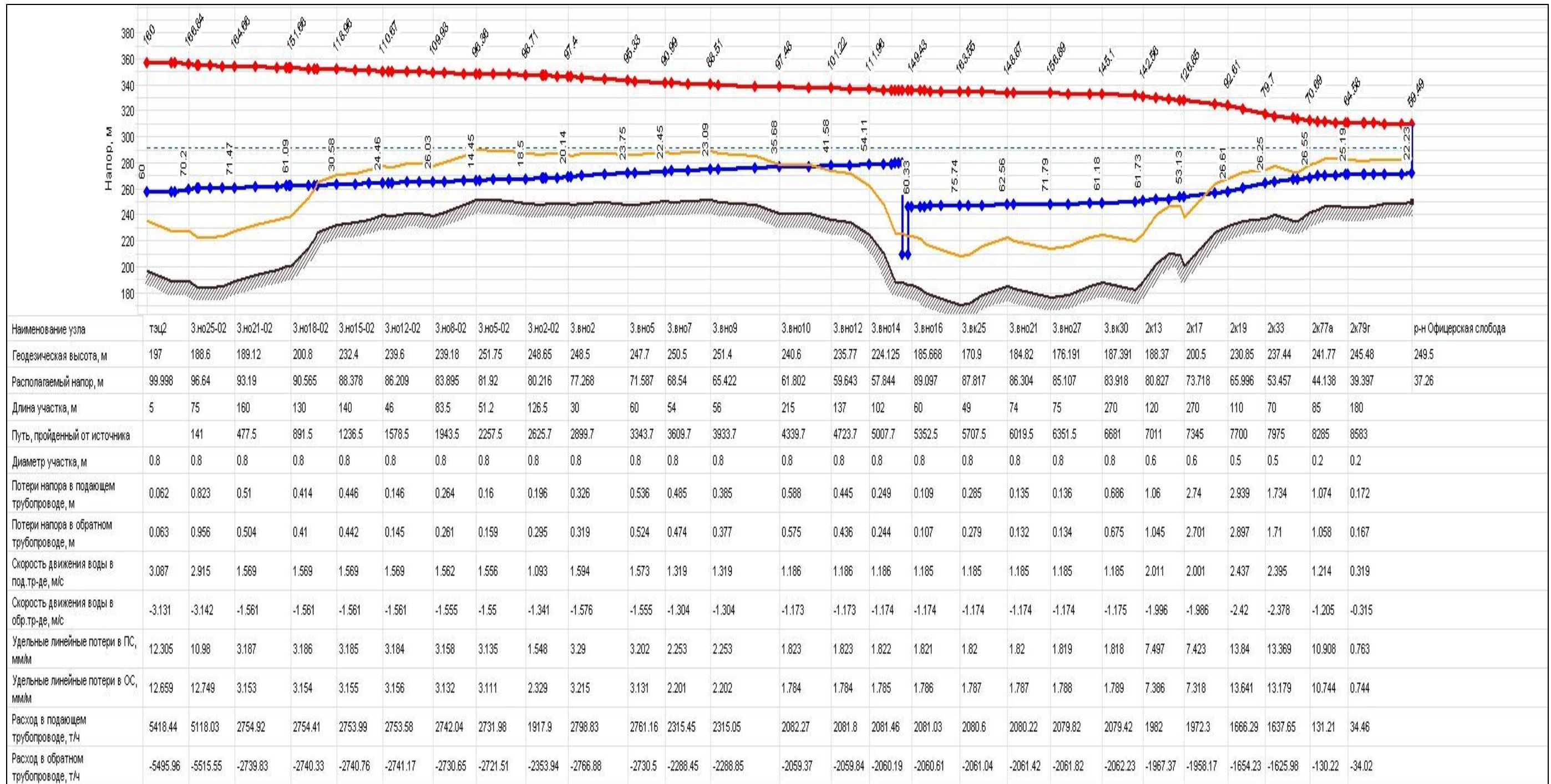


Рисунок И.1.6 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Офицерская слобода

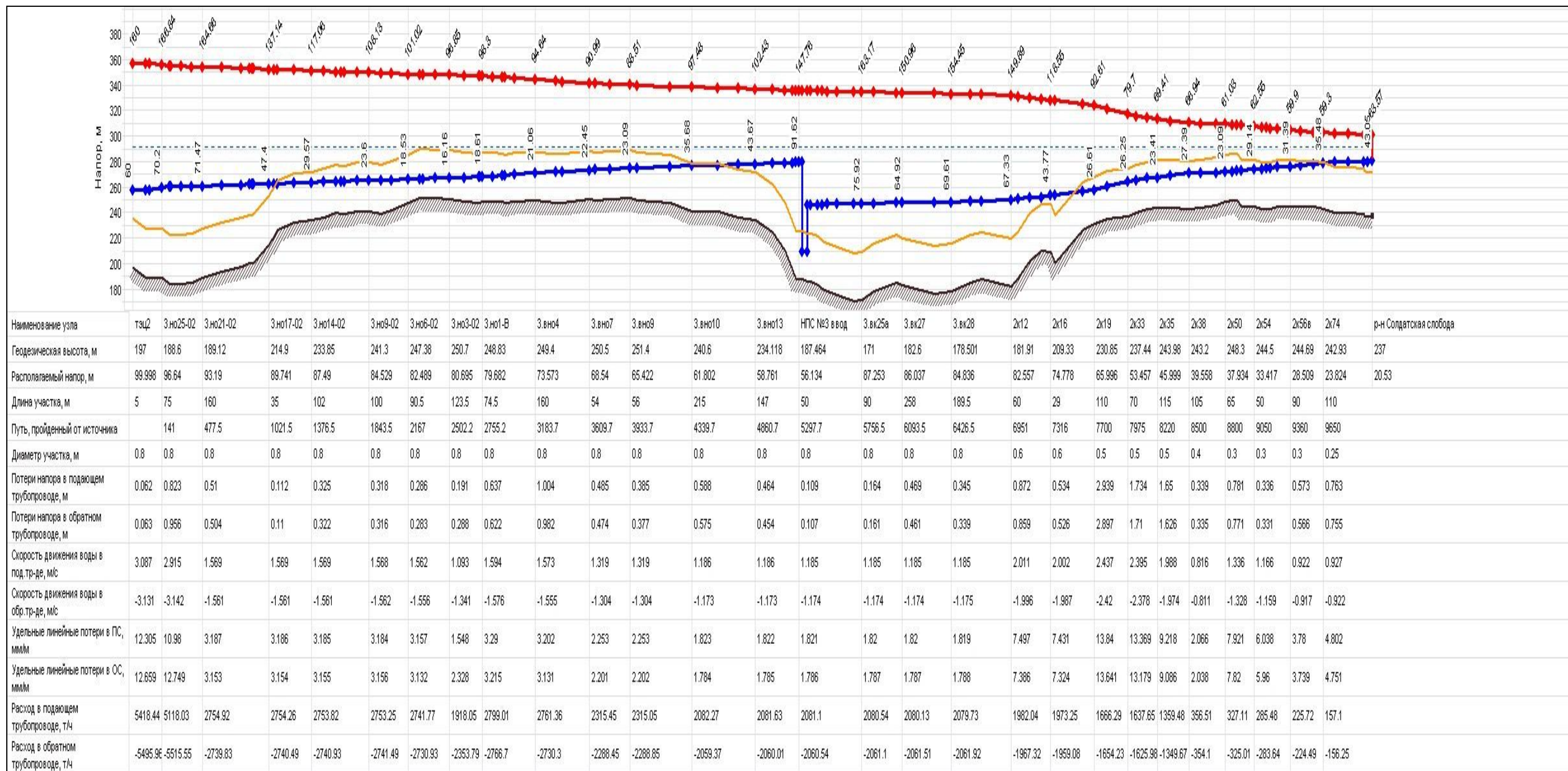


Рисунок И.1.7 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Солдатская слобода

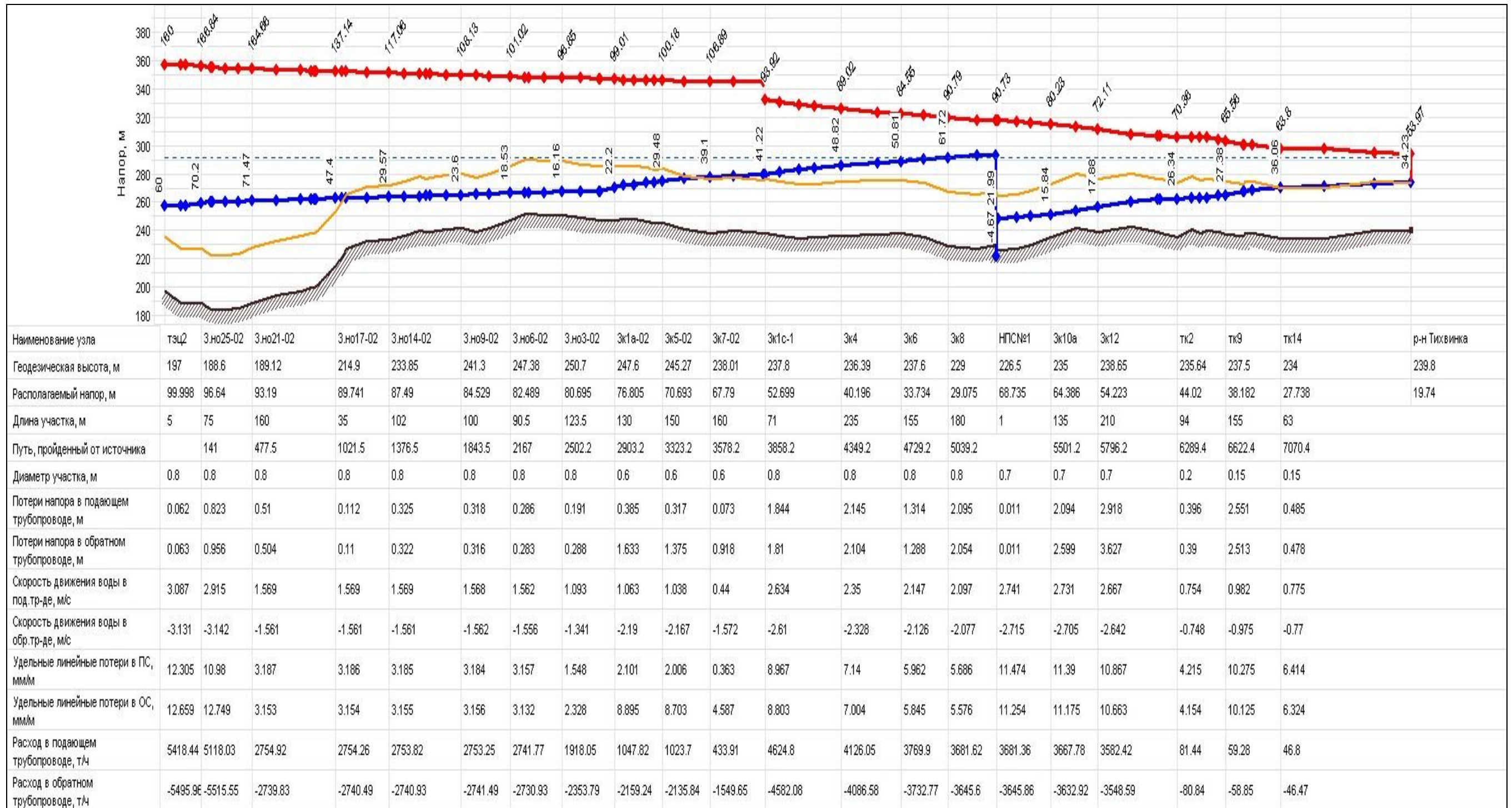


Рисунок И.1.8 – Пьезометрический график ТЭЦ-2 – р-н Тихвинка

Приложение И.2 - Зона теплоснабжения котельного цеха ТЭЦ-2

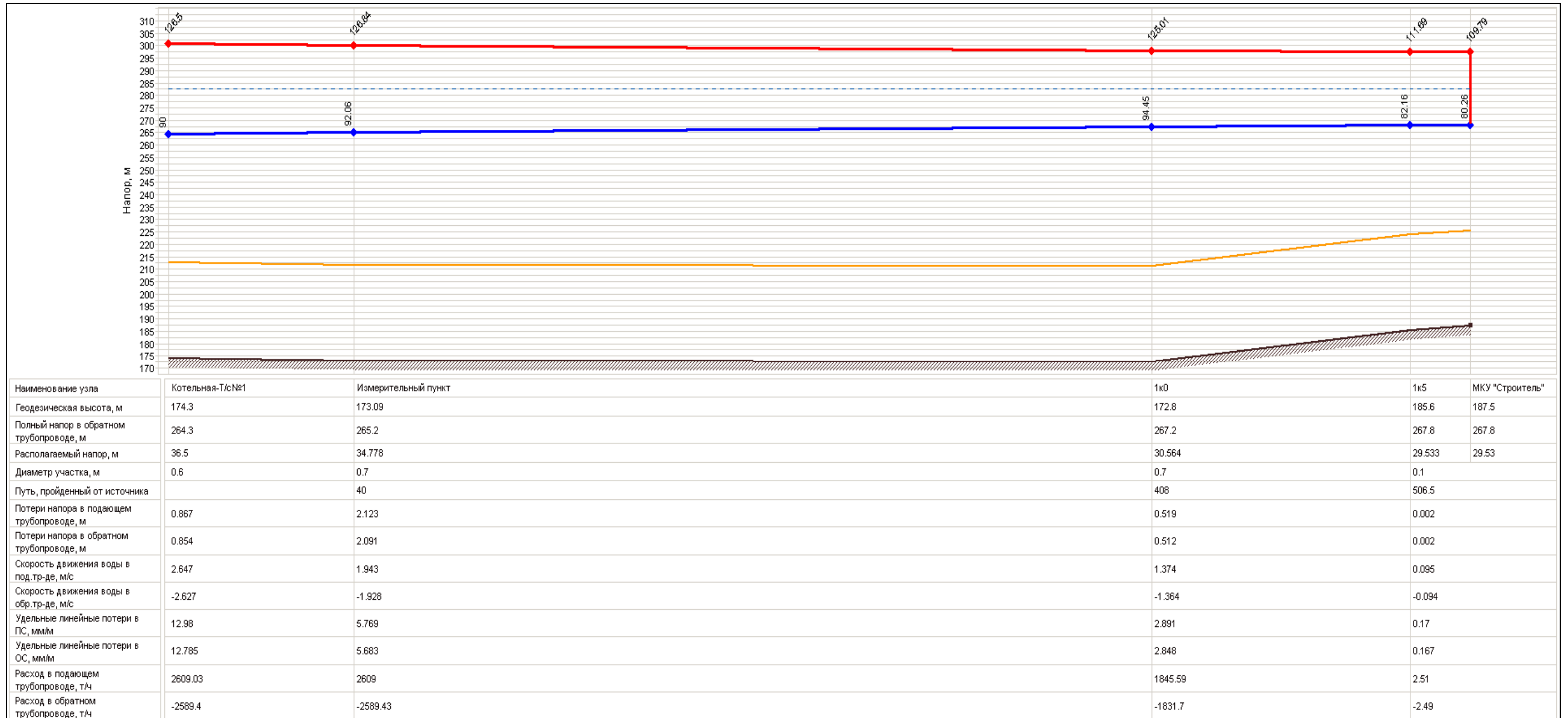


Рисунок И.2.1 – Пьезометрический график котельный цех ТЭЦ-2 – МКУ «Строитель»

Приложение И.3 - Зона теплоснабжения котельной № 21

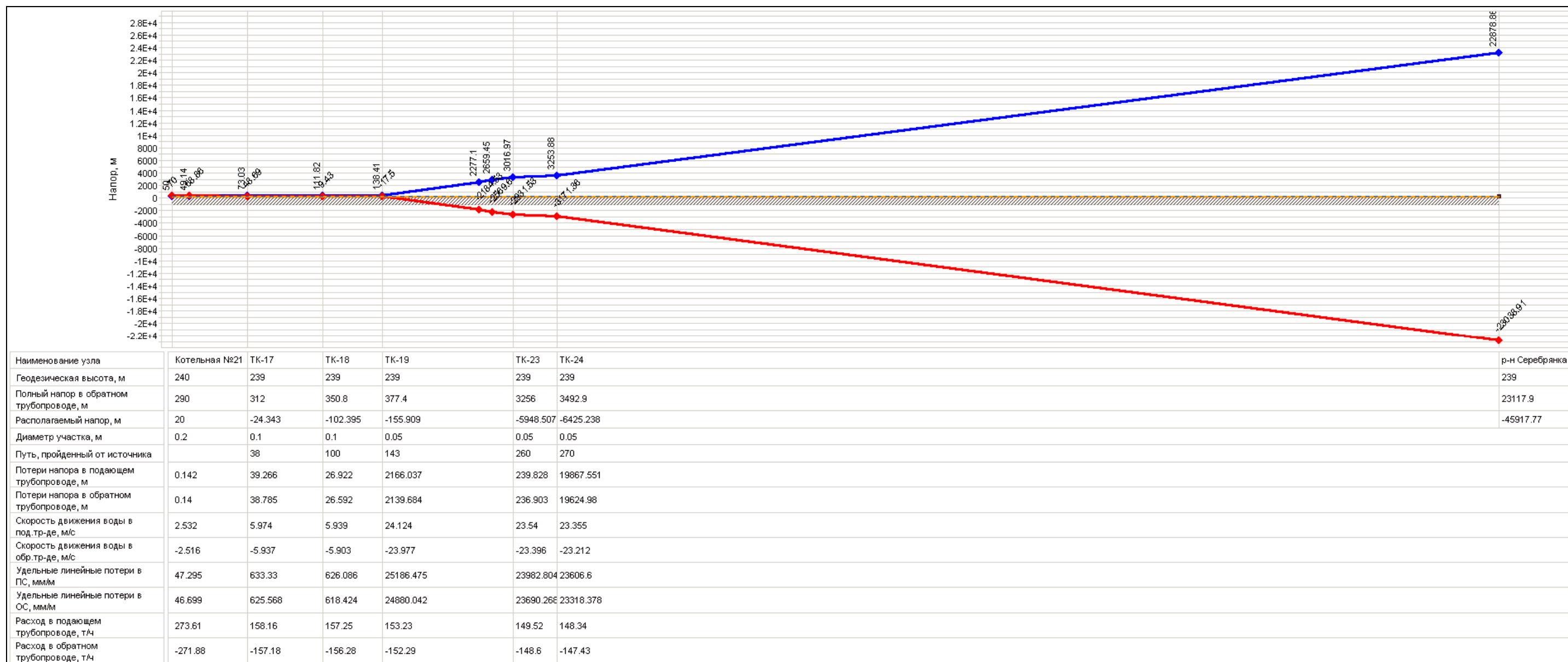


Рисунок И.3.1 – Пьезометрический график котельная № 21– р-н Серебрянка

Приложение К (на листах 113-117)

Результаты гидравлических расчетов основных тепломагистралей теплоисточников г. Смоленска на перспективу с учетом реконструкции и строительства теплосетевых объектов

Приложение К.1 - Зона теплоснабжения новой Западной ТЭЦ

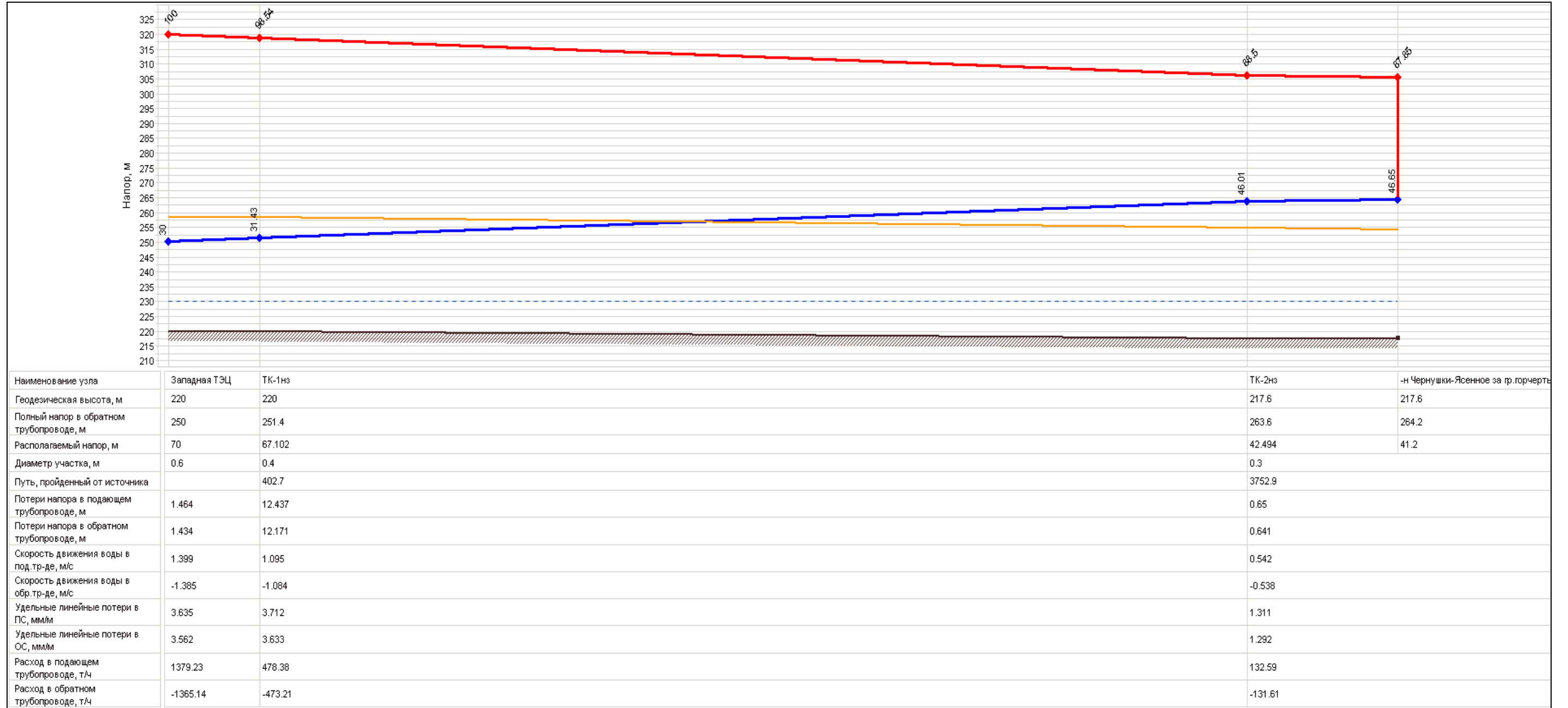


Рисунок К.1.1 - Пьезометрический график работы новой Западной ТЭЦ. Путь новая Западная ТЭЦ – р-н Чернушки – Ясенное за границей горчерты

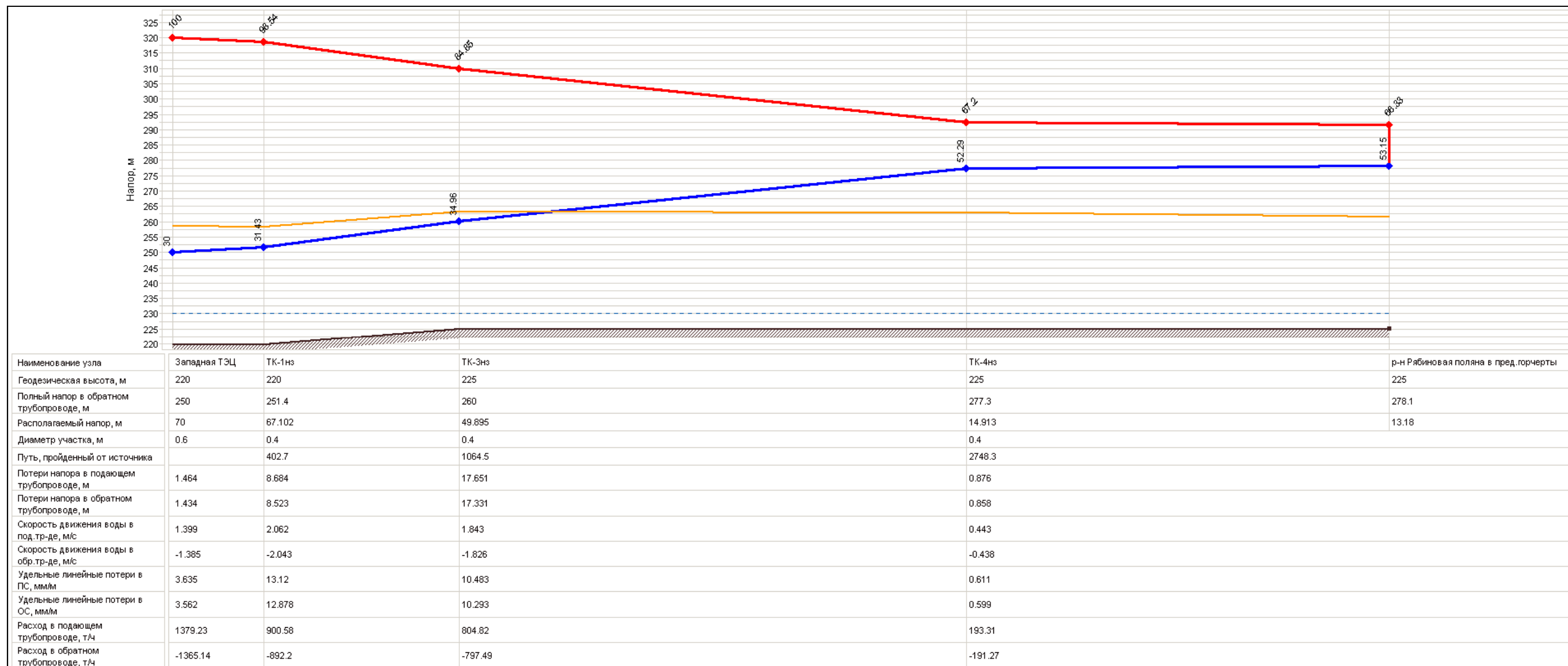


Рисунок К.1.2 - Пьезометрический график работы новой Западной ТЭЦ. Путь новая Западная ТЭЦ – р-н Рябиновая поляна в пределах горчерты

Приложение К.2 - Зона теплоснабжения ТЭЦ-2

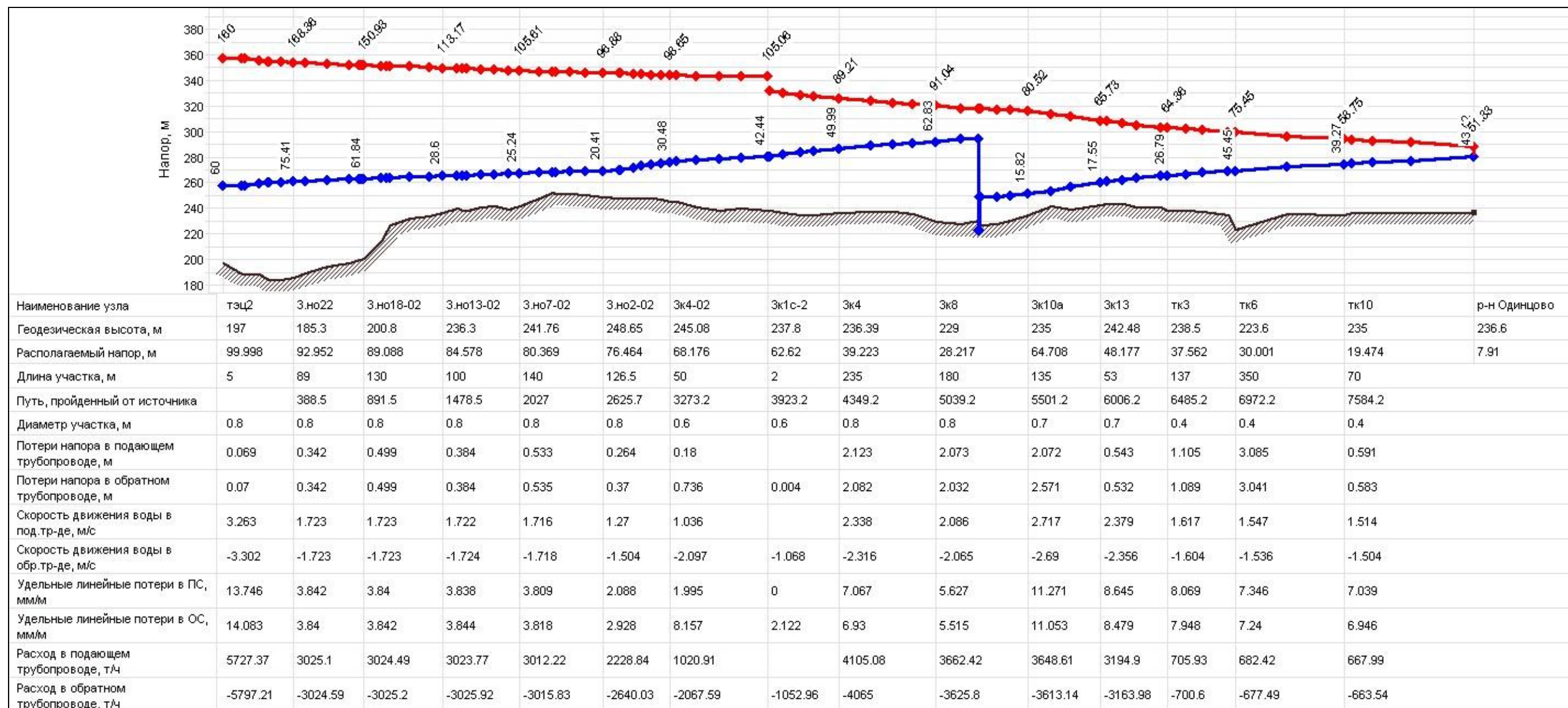
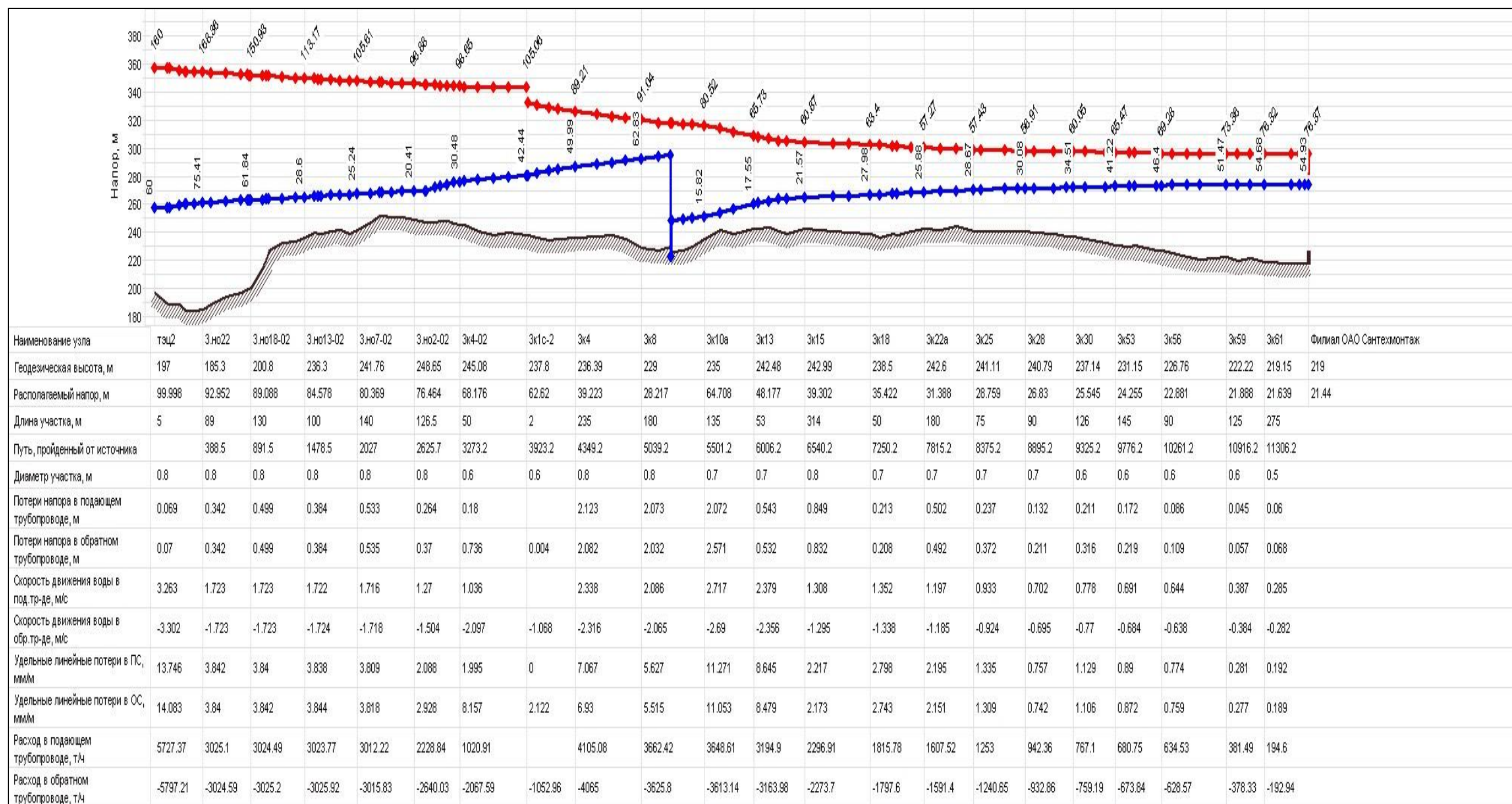


Рисунок К.2.1 - Пьезометрический график работы ТЭЦ-2 с учетом перспективной нагрузки после реконструкции тепловых сетей.

Путь ТЭЦ-2– р-н Одинцово



**Рисунок К.2.2 - Пьезометрический график работы ТЭЦ-2 с учетом перспективной нагрузки после реконструкции тепловых сетей.
Путь ТЭЦ-2– филиал ОАО «Сантехмонтаж»**

Приложение К.3 - Зона теплоснабжения котельной № 21

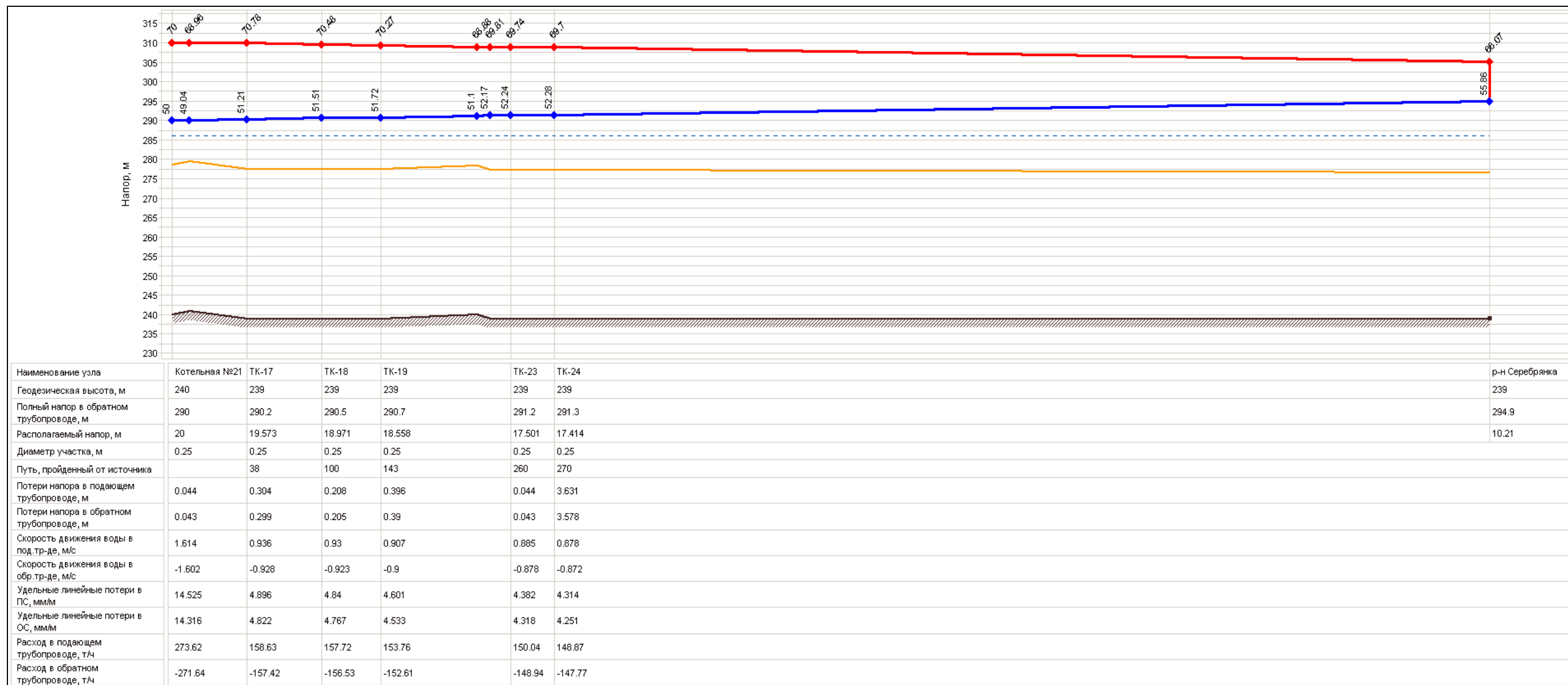


Рисунок К.3.1 - Пьезометрический график работы котельной № 21 с учетом перспективной нагрузки после реконструкции тепловых сетей.

Путь котельная № 21– р-н Серебрянка