

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
ФКП «ГКНИИАС»


Г.А. Кушнир
«___» _____ 2016 г.
дата

М.П.

СОГЛАСОВАНО:

И.о. главного инженера
ФКП «ГКНИИАС»


Е.А. Николаев
«___» _____ 2016 г.
дата

РАЗРАБОТАЛ:

Генеральный директор
ООО «Энергоаудит-М»


Ю.В. Минеев
«___» _____ 2016 г.
дата

М.П.

**ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**
Федеральное казённое предприятие «Государственный казённый
научно-испытательный полигон авиационных систем»
на 2016-2020 годы
(наименование организации)

Утверждена приказом
от 19.01. 2016 № 278

п. Белоозёрский
2016г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
ФКП «ГкНИПАС»

_____ Г.А. Кушнир

«___» _____ 2016 г.

дата

М.П.

РАЗРАБОТАЛ:

Генеральный директор
ООО «Энергоаудит-М»

_____ Ю.В. Минеев

«___» _____ 2016 г.

дата

М.П.

СОГЛАСОВАНО:

И.о. главного инженера
ФКП «ГкНИПАС»

_____ Е.А. Николаев

«___» _____ 2016 г.

дата

**ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
Федеральное казённое предприятие «Государственный казённый
научно-испытательный полигон авиационных систем»
на 2016-2020 годы
(наименование организации)**

Утверждена приказом
от __. __ 2016 № ____

п. Белоозёрский
2016г.

Оглавление

Паспорт программы	3
Введение	5
1. Комплексный анализ текущего состояния энергосбережения и повышения энергетической эффективности	6
2. Цели и задачи Программы	19
2.1. Цели Программы	19
2.2. Задачи Программы	19
3. Сроки и этапы реализации Программы	19
4. Целевые показатели	20
5. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.....	20
6. Ожидаемые результаты	22
7. Объем и источники финансирования	23
Приложение № 1	24
Приложение №2.....	27

ПАСПОРТ ПРОГРАММЫ

Наименование Программы	Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ФКП «ГкНИПАС»
Основание для разработки Программы	Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Распоряжение Мособлкомцен от 27.12.2013 № 169-Р "Об утверждении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Московской области"
Заказчик Программы	ФКП «ГкНИПАС»
Основные разработчики Программы	ООО «Энергоаудит-М»
Исполнители Программы	ФКП «ГкНИПАС»
Цели и задачи Программы	– цель Программы – обеспечение рационального использования энергетических ресурсов за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. – основные задачи Программы: реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности; оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов; повышение эффективности системы теплоснабжения; повышение эффективности системы электроснабжения; повышение эффективности системы водоснабжения и водоотведения;
Сроки и этапы реализации Программы	– сроки реализации Программы: 2016 – 2020 гг. в т.ч.: Этап 1 – 2016-2017гг. Этап 2 – 2018-2020гг.

<p>Основные ожидаемые конечные результаты реализации Программы</p>	<p>– за период реализации Программы планируется: снижение расходов на коммунальные услуги и энергетические ресурсы не менее 2,9 % по отношению к 2015 г.;</p> <p>экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации Программы в стоимостном выражении составит 5224 тыс. рублей (в текущих ценах);</p> <p>суммарная экономия топлива, тепловой и электрической энергии в сопоставимых условиях – 232,8 т у.т.;</p>
<p>Объемы и источники финансирования (с разбивкой на этапы реализации Программы)¹</p>	<p>– общий объем финансирования Программы составляет 9325 тыс. рублей, в том числе: средства федерального бюджета – 0 тыс. рублей; за счет бюджета <i>субъекта РФ</i> (областного, краевого, республиканского и т.д.) – 0 тыс. рублей;</p> <p>средства местного бюджета – 0 тыс. рублей;</p> <p>собственные средства – 9325,0 тыс. рублей</p>

Введение

Программа разработана в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Закон № 261-ФЗ), Распоряжением Мособлкомцен от 27.12.2013 № 169-Р "Об утверждении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Московской области".

Программа разработана по результатам энергетического обследования, проведенного в 2016 г. ООО «Энергоаудит-М», являющегося членом СРО АЭ «Контроль Энергоэффективности».

Программа содержит взаимоувязанный по срокам, исполнителям и финансовым ресурсам перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, направленный на обеспечение рационального использования энергетических ресурсов в ФКП «ГкНИПАС» (далее – организация).

1. Комплексный анализ текущего состояния энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Объект обследования является потребителем следующих видов энергетических ресурсов:

- электрическая энергия;
- тепловая энергия (собственное производство);
- моторное топливо;
- котельное топливо;
- холодная вода (частично собственного производства).

Структура затрат на оплату энергетических ресурсов в 2011-2015 году проиллюстрирована на рисунке 1.

Помесячные графики потребления энергетических ресурсов (воды) за 2011-2015 годы представлены на рисунках 2-6.

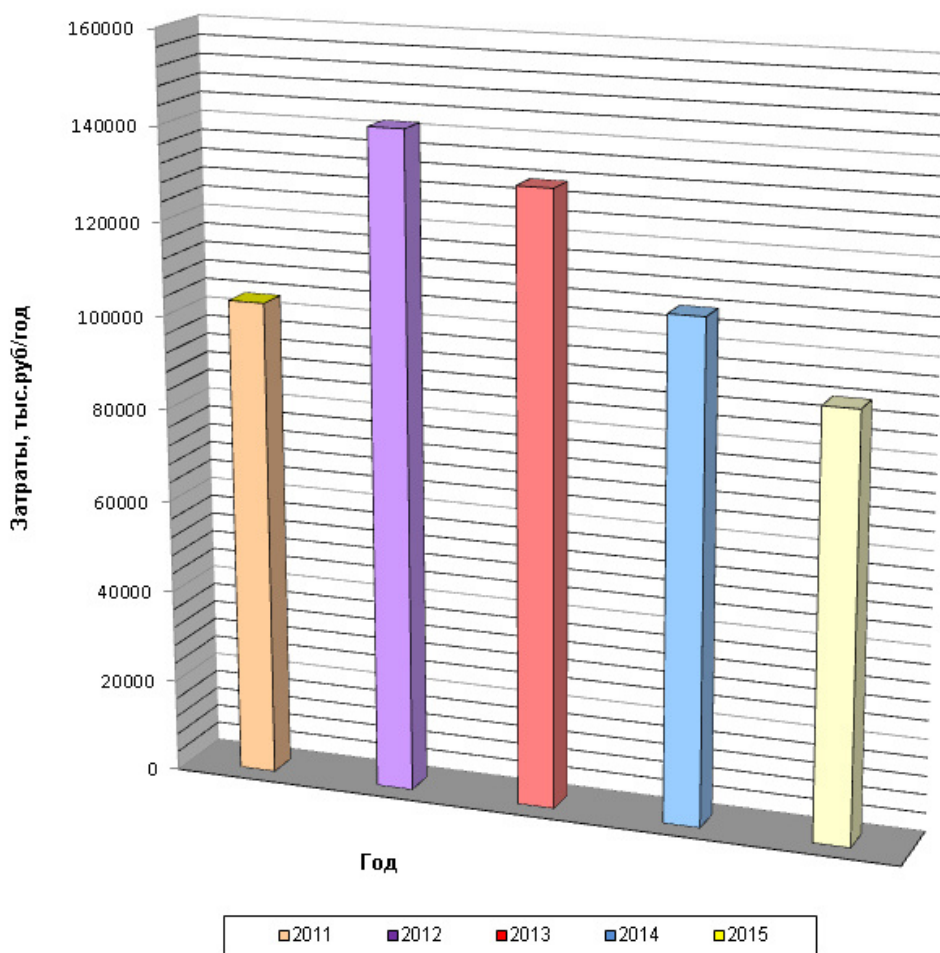


Рис. 1. Столбчатая диаграмма затрат на энергетические ресурсы в 2011-2015 гг.

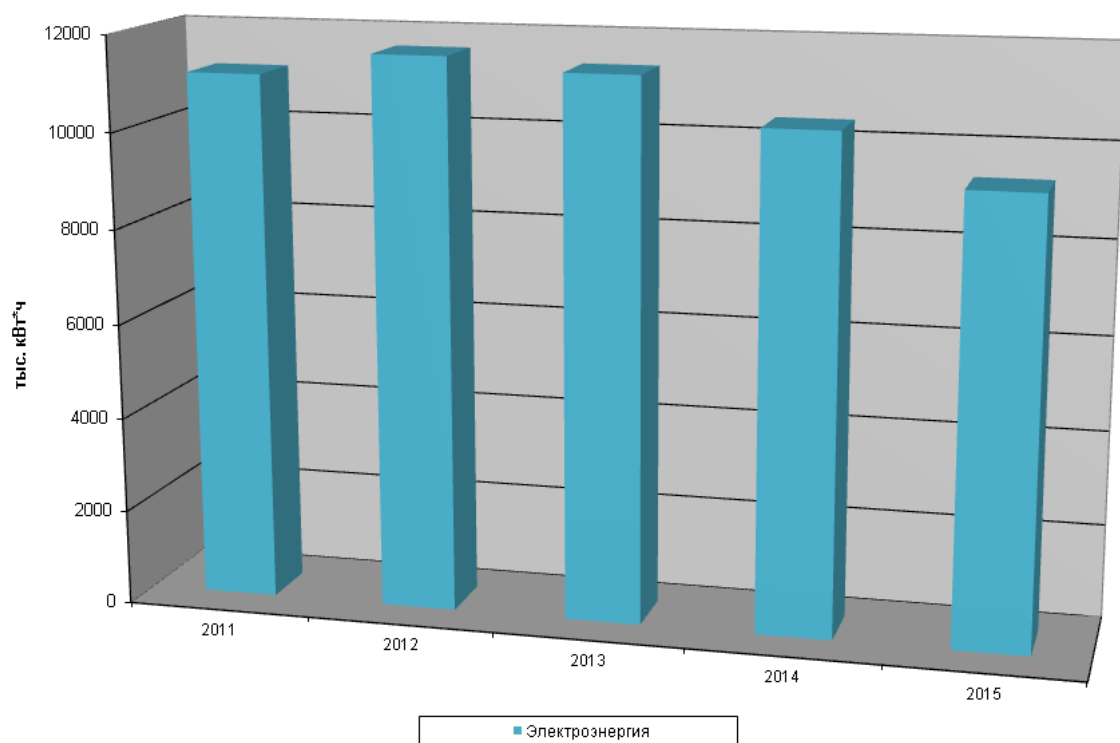


Рис.2 Столбчатая диаграмма потребления электроэнергии в 2011-2015гг.

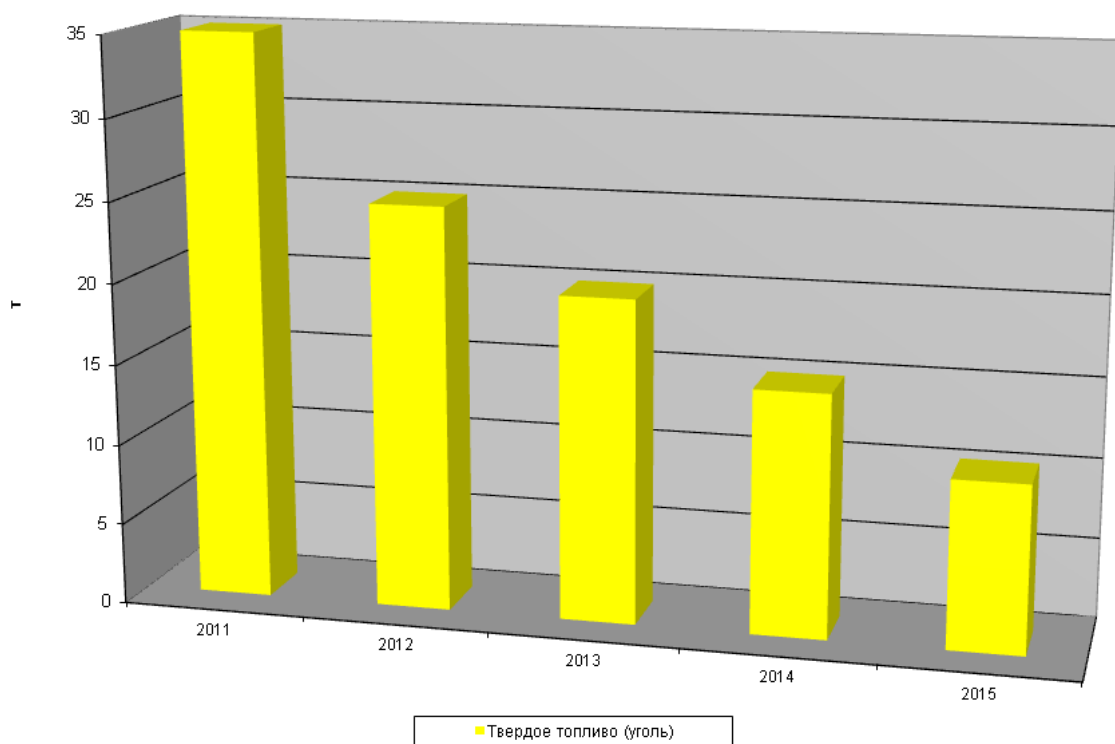


Рис.3 Столбчатая диаграмма потребления твердого топлива (уголь) в 2011-2015гг.

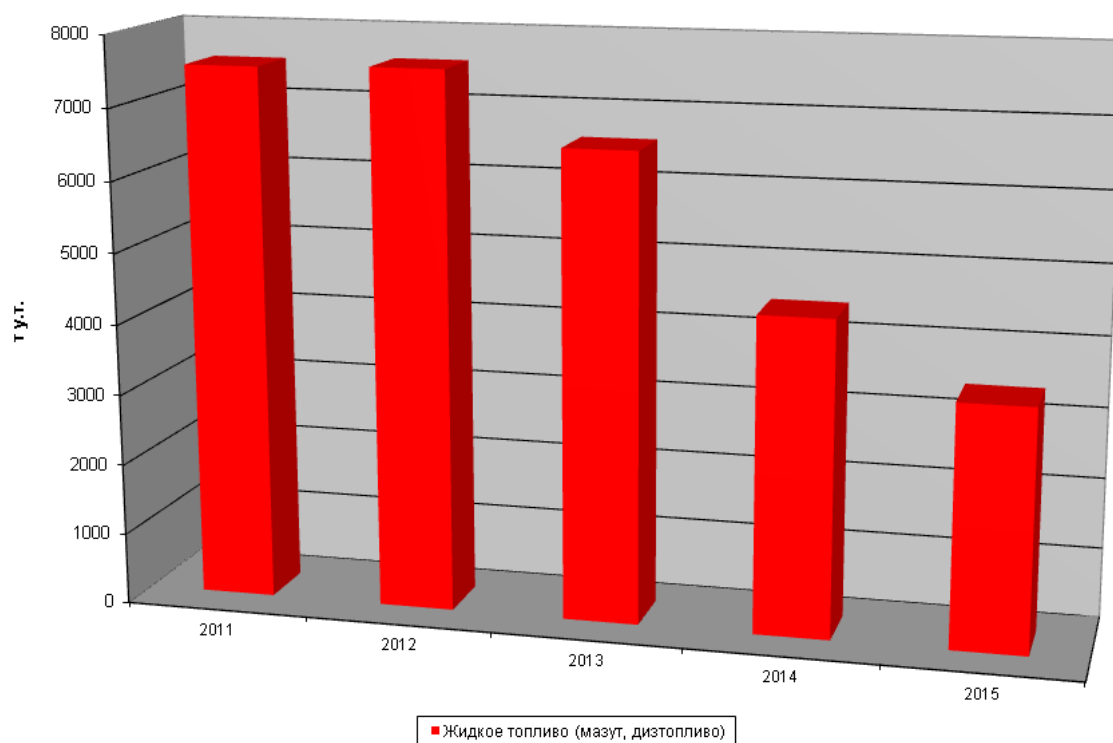


Рис.4 Столбчатая диаграмма потребления жидкого топлива (мазут, дизтопливо) в 2011-2015гг.

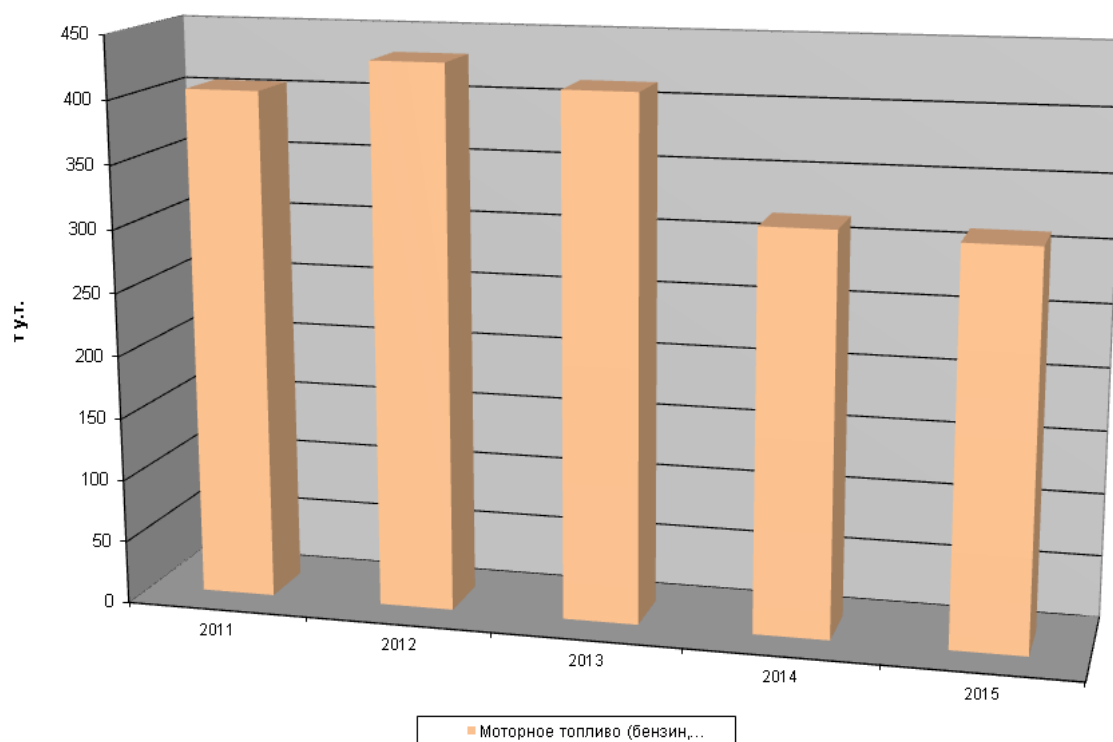


Рис.5 Столбчатая диаграмма потребления моторного топлива (бензин, дизтопливо) в 2011-2015гг.

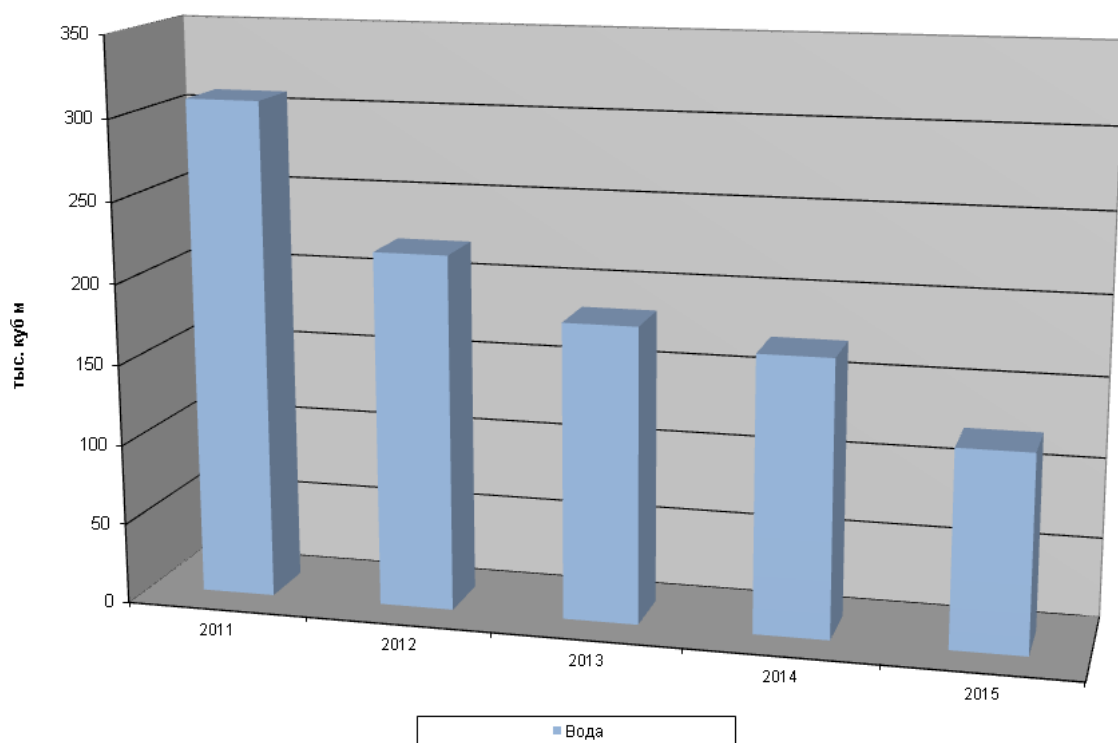


Рис.6 Столбчатая диаграмма потребления холодной воды (в т.ч. собственного производства) в 2011-2015 гг.

Энергобаланс объекта энергетического обследования и паспортизации приведен в таблице 4.



Рис. 7 Потребление энергоресурсов в % за 2015 г.

В диаграмме (рис.7) приведен объем потребленных энергоресурсов за 2015 г. по направлениям.

Для сравнения показателей энергопотребления, пересчет из натуральных величин (тыс.кВт×ч, тонн) производился в условное топливо (т.у.т), согласно коэффициентов пересчета по выписке из «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой» (утв. постановлением Госкомстата РФ от 23 июня 1999 г. № 46).

Таблица 4

Направление	Ед.изм.	К _п	Q _п	Q _{т.у.т}	%
Электроэнергия					
Силовое оборудование	тыс. кВт.ч	0,3445	9341,8	3218,3	36,8
Освещение			1463,1	504,0	5,8
Котельно-печное топливо					
Твердое топливо (уголь)	т	0,867	10,4	9,0	0,1
Жидкое топливо (мазут)	т	1,37	3170,0	4342,0	49,7
Жидкое топливо (дизтопливо)	т	1,45	245,0	355,0	4,0
Моторное топливо					
Бензин	т	1,49	104,7	156,1	1,8
Дизельное топливо	т	1,45	107,3	155,7	1,8
Итого	т у.т.			8741,9	100,0

Организация приборного учета потребления энергетических ресурсов на объекте обследования

Организация учета по каждому используемому виду энергетического ресурса:

Электроэнергия

- способ учета потребления энергетического ресурса - на основе данных приборов;
- поставщик энергетического ресурса:
 - ПАО "Мосэнергосбыт", Коломенское ТО
 - ПАО "Мосэнергосбыт", Коломенское ТО, КО "Воскресенск"
 - ПАО "Мосэнергосбыт", Коломенское ТО, КО "Воскресенск"
 - "КБхиммаш им. А.М. Исаева - филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В. Хруничева";
- количество вводов (точек коммерческого учета) – 7, из них оснащены приборами учета – 7;

Тепловая энергия (отопление, ГВС, технология)

- способ учета потребления энергетического ресурса – на основе данных приборов;
- поставщик энергетического ресурса – собственное производство (котельные);
- количество вводов (точек учета) – 4, из них оснащены приборами учета – 3;

Природный газ

- способ учета потребления ресурса - на основе данных приборов;
- количество вводов (точек учета) – 3, из них оснащены приборами учета – 3.

Холодная вода

- способ учета потребления ресурса - на основе данных приборов;
- поставщик ресурса –
 - "КБхиммаш им. А.М. Исаева - филиал ФГУП "ГКНПЦ им. М.В. Хруничева";
 - МУП "Белоозерское ЖКХ";
 - собственное производство (артезианские скважины).
- количество вводов (точек учета) – 27 (из них 17 от сторонних поставщиков), из них оснащены приборами учета – 23 (из них 13 от сторонних поставщиков).

В настоящее время затраты на энергетические ресурсы составляют существенную часть расходов организации. В условиях увеличения тарифов и цен на энергоносители их расточительное и неэффективное использование недопустимо. Создание условий для повышения эффективности использования энергетических ресурсов становится одной из приоритетных задач развития организации.

Суммарное потребление электрической энергии и топлива (котельно-печного и моторного) в топливном эквиваленте составило в 2015 г. 8,213 тыс. т у.т. Общий объем потребления холодной воды в 2015 г. составил 22,389 тыс. куб. м. (без учета собственного производства). Структура энергопотребления организации представлена ниже:

Таблица 1

№ п/ п	Наименование энергетического ресурса	Единица измерения	Предшествующие годы				2015 г.	Примечание
			2011	2012	2013	2014		
1.	Электрическая энергия	тыс. кВт·ч	11143,9	11625,6	11366,7	10402,9	9341,8	без учета субабонентов
2.	Тепловая энергия	Гкал	-	-	-	-	-	собственное производство

3.	Твердое топливо, В том числе:	т	35,00	25,00	20,00	15,01	10,38	Уголь
4.	Жидкое топливо	т	7534,10	7575,30	6574,69	4445,92	3415,00	-
5.	Моторное топливо, в том числе:	тыс. л	344,6	365,6	350,4	268,5	264,0	-
	бензин	тыс. л	197,2	195,1	181,8	138,4	137,8	-
	керосин	тыс. л	-	-	-	-	-	-
	дизельное топливо	тыс. л	147,4	170,5	168,6	130,1	126,2	-
	газ	тыс.куб.м	-	-	-	-	-	-
6.	Природный газ (кроме моторного топлива)	тыс.куб.м	-	-	-	-	-	-
7.	Холодная вода	тыс.куб.м	35,693	33,260	31,394	40,590	22,389	без учета собственного производства
8.	Горячая вода	тыс. куб. м/ Гкал	-	-	-	-	-	собственное производство

Существенные изменения в потреблении энергетических ресурсов и воды ФКП «ГКНИПАС» за период 2011-2015гг. выявлены по всем направлениям, что связано с сокращением персонала и объема работ, сокращением парка автомобилей.

В организации используются автономные источники холодной воды (артезианские).

Имущество, задействованное в производственном процессе, находится в собственности Российской Федерации и передано Предприятию на праве оперативного управления Распоряжением Территориального управления Министерства имущественных отношений Российской Федерации по Московской области от 5 октября 2004 г. № 311.

Организация имеет в оперативном управлении 55 зданий и сооружений. Технические характеристики зданий представлены в приложении 13 энергетического паспорта и табл. 2.

Таблица 2

Здание	Год ввода	Материал стен	Материал крыши	Изн ос	Удельная тепловая характеристика	
					факт	норм.
Здание раздаточной кладовой (сейф-склад) - отд. 303	1969	Кирпич	Шифер	100	0,9362	0,8141
Котельная №2 (корпус 434) - цех 32	1974	Кирпич	Рубероид 4-х слоев	49	0,6687	0,5815
Производственное помещение водонасосной станции - цех 32	1954	Кирпич	Мягкая	100	0,9362	0,8141
Мазутонасосная - цех 32	1975	Подземная часть - ж/б днище, ж/б стакан; монометаллические плиты в кожухе	Ж/б	99	0,9362	0,8141
Водонапорная башня п. Белое озеро - цех 32	1960	Кирпич	Металлическая	100	0,9362	0,8141
Насосная фекальная станция "Белое озеро" - цех 32	1960	Кирпич	Ж/б	66	0,9362	0,8141

Корпус №28 (спецпрачечная) - опытное производство	1965	Кирпич	Мягкая, по ж/б плитам утепленная	60	0,9362	0,8141
Корпус №21 (служебно- бытовое помещение, 3-х этажное) - опытное производство	1962	Кирпич	Рубероид на битуме	50	0,9362	0,8141
Корпус №30 (служебно- бытовое помещение, 3-х этажное) - опытное производство	1983	Кирпич	Ж/б	38	0,9362	0,8141
Центральная проходная №1 (здание двухэтажное) - опытное производство	1964	Силикатный кирпич	Мягкая из гипсолитов	61	0,535	0,4652
Склад строительных материалов - опытное производство	1990	Кирпич	Ж/б	63	0,8025	0,6978
Производственные помещения - слесарные мастерские - опытное производство	1954	Кирпич	Мягкая	73	0,6687	0,5815
Административно-бытовая часть - опытное производство	1968	Кирпич	Мягкая	80	0,535	0,4652
Склад лесоматериалов - опытное производство	1970	Обшиты шифером	Шифер	100	0,8025	0,6978
Корпус 437 - опытное производство	1989	Панельные плиты ж/бетон	Мягкая	25	0,4012	0,3489
Корпус 436 «Б» (пультовая) (одноэтажное здание) - опытное производство	1979	Металлич. утепленные	Металлическая	90	0,6687	0,5815
Корпус 436 «В» КТП (маслонасосная) (одноэтажное здание) - опытное производство	1979	Панельные плиты ж/бетон	Рубероид 4-х слоев	90	0,6687	0,5815
Ангар (Корпус 48) - отделение 11	1952	Кирпич	Мягкая, по ж/б плитам утепленная	63	0,6687	0,5815
Здание АТС - отдел 307	1964	Кирпич	Мягкая	61	0,535	0,4652
Главный корпус профилактория (двухэтажное здание) - АХО	1962	Шлакоблочные	Шифер	54	0,535	0,4652
Столовая и кухня профилактория (одноэтажное здание) (магазин) - АХО	1957	Рубленые, обшиты тесом	Шифер	100	0,535	0,4652
Баня - Лесхоз	1987	Каркасно-обшивные	Асбоцементные листы	29	0,535	0,4652
Столовая №2 - Столовая	1961	Кирпич	Бетонная совмещенная	55	0,535	0,4652
Гараж для легковых машин - Цех №34	1971	Кирпичные 380 мм	Мягкая рулонная по утеплителю	100	0,9362	0,8141
Здание гаража - Цех №34	1972	Кирпич	Мягкая рулонная по утеплителю	100	0,8025	0,6978
Гараж — производственный корпус с административными- бытовыми помещениями - Цех №34	1971	Сборный ж/б	Сборные ж/б плиты, мягкая 4- х слойная	100	0,6687	0,5815
Топливозаправочный пункт - Цех №34	1971	Кирпичные 510 мм	Мягкая рулонная	75	0,535	0,4652
Корпус 436 (инженерно-	1979	Ж/бетон	Рубероид 4-х	36	0,535	0,4652

технический) - отделение 13			слой			
Корпус 436-Б113 (2-х этажное здание) - отделение 13	1981	Кирпичные, ж/бетон	Рулонная 3-х слойная	34	0,6687	0,5815
Корпус №29 (Нейтрализация изделий) - отделение 12	1960	Кирпич	Рулонная 3-х слойная	50	0,535	0,4652
База «СП» (2Б-3) (одноэтажное здание) корпус №17 - отделение 12	1963	Ж/бетонные	Ж/б 5-ти слойная рубероид	100	0,9362	0,8141
Корпус №12 «Б» ТБЖ (производственное здание) - отделение 12	1958	Кирпич	Мягкая	68	0,9362	0,8141
Здание № 9 - отделение 12	1958	Ж/бетонные	Шифер	68	0,9362	0,8141
Здание №18 (наземное укрытие) - отделение 12	1958	Кирпич	Мягкая	68	0,9362	0,8141
Здание №7 (блиндаж полууглубленный) - отделение 12	1958	Ж/бетонные	Мягкая	63	0,9362	0,8141
Корпус №34 (измерительный корпус) - отделение 12	1968	Кирпич	Мягкая	71	0,9362	0,8141
Корпус 432 (2-х этажное здание) — предназначен для проведения подготовительно-заключительных операций с макетами изделий - отделение 12	1973	Кирпич	Совмещенная из рулонных материалов	50	0,535	0,4652
Корпус 1 «А» (сооружение для установки стационарных емкостей) - отделение 12	1962	Площадка из бетона с приямком	Ж/бетонных плит на 2-х ж/бетонных опорах и 2-х боковых стенах,	100	0,535	0,4652
Корпус 1 «Б» (сооружение для установки емкостей) - отделение 12	1962	Площадка из бетона с приямком	Ж/бетонных плит на 2-х ж/бетонных опорах и 2-х боковых стенах,	100	0,6687	0,5815
Корпус №26 (здание одноэтажное) - отделение 12	1963	Кирпич	Мягкая	61	0,9362	0,8141
Корпус №33 - отделение 12	1969	Кирпич	Мягкая	25	0,535	0,4652
Корпус № 305 «Н» (измерительный блок) для холодных продувок на сжатом воздухе - отделение 12	1972	Сборны ж/б плиты	Мягкая	100	0,535	0,4652
Корпус 433 (стенд 134) — предназначен для испытания макетов изделий - отделение 12	1973	Кирпич	Совмещенная	100	0,535	0,4652
Корпус 431 2-х этажный (Т-5) - отделение 12	1973	Кирпич	Из рулонных материалов	49	0,535	0,4652
Корпус №107 производственного назначения - отделение 12	1966	Силикатный кирпич	Ж/бетонная, мягкая	59	0,6687	0,5815
Корпус №127 производственного назначения - отделение 12	1968	Ж/бетон 400мм, тамбур — силикатный кирпич;	Мягкая	56	0,8025	0,6978
Корпус №109 производственного назначения - отделение 12	1965	Кирпич	Мягкая	54	0,6687	0,5815
Корпус №102	1963	Бетонные,	Мягкая	15	0,535	0,4652

испытательный стенд - отделение 12		кирпичные				
Корпус №106 (компрессорная) производственного назначения - тделение 12	1964	Ж/бетонные	Мягкая	2	0,8025	0,6978
Корпус №128 производственного назначения - отделение 12	1968	Силикатный кирпич	Рулонная 3-х слойная	55	0,9362	0,8141
Корпус №105 производственного назначения - отделение 12	1964	Ж/бетонные	Мягкая	2	0,535	0,4652
Корпус №103 производственного назначения - отделение 12	1963	Ж/бетонные	Мягкая	100	0,535	0,4652
Техническая позиция «Т-6» (2-х этажное здание технической позиции) - отделение 12	1971	Кирпич	Мягкая	49	0,535	0,4652
Трассовая мастерская (Изобильненский ремонтно- механический завод (РММ) - отделение 12	1980	Кирпич	Разборного типа	100	0,6687	0,5815
СЗС-2500 КП — командный пункт - отделение 12	1959	Ж/бетонные	Ж/бетонная	100	0,535	0,4652

Средний фактический и физический износ зданий, строений, сооружений организации согласно энергопаспорта составляет 67,6%.

На освещение приходится 13,5% потребления электрической энергии от общего объема потребления в организации. Так годовое потребление электроэнергии на нужды освещения составляет около 1463,1 тыс. кВт·ч., ежегодно на освещение тратится около 5122,3 тыс. руб.

Для освещения помещений организации используется 10886 светильников, из которых 1007 – с лампами накаливания. Внутренняя система освещения не оснащена автоматической системой управления, датчиками движения.

Наружное освещение осуществляется 72-мя светильниками, оснащенными лампами типа ДНАТ, общей установленной мощностью 18 кВт.

Таблица 3

Освещение помещений здания						
Здания	Количество световых точек, ед.	из них:				Автоматизированная система управления освещением, тип
		с энергосберегающими лампами (светильниками)		с использованием датчиков движения, ед./кол-во датчиков, ед.	с использованием ЭПРА, ед.	
		Тип	Кол-во, ед.			
Опытное производство	1950	-	-	-	-	-
Отделение 11	342	-	-	-	-	-
Отделение 12	3640	-	-	-	-	-
Отделение 13	905	-	-	-	-	-

Отдел 303	100	-	-	-	-	-
Химлаборатория 302	126	-	-	-	-	-
Транспортный цех 34	87	-	-	-	-	-
Ремонтно-механический цех 33	727	-	-	-	-	-
Строительный цех 35	48	-	-	-	-	-
Цех паросилового хозяйства 32	750	-	-	-	-	-
Отдел 307 (АТС)	254	-	-	-	-	-
Лесхоз	157	-	-	-	-	-
Отдел научно-технической информации, стандартизации и патентования	118	-	-	-	-	-
Бюро охраны труда	73	-	-	-	-	-
Бюро экологии и природопользования	12	-	-	-	-	-
Энергомеханический отдел	138	-	-	-	-	-
Столовая	513	-	-	-	-	-
ЛОК "Здоровье"	254	-	-	-	-	-
Отдел безопасности	20	-	-	-	-	-
Отдел капитального строительства	12	-	-	-	-	-
Административно-хозяйственный отдел	10	-	-	-	-	-
Отдел снабжения	66	-	-	-	-	-
Бухгалтерия	93	-	-	-	-	-
Отдел главного технолога	15	-	-	-	-	-
Бюро оформления документации	12	-	-	-	-	-
Первый отдел	152	-	-	-	-	-
ВОХР	60	-	-	-	-	-
Наружное (уличное) освещение						
Здания	Количество	из них:				Автоматизи-

	во световых точек, ед.	с энергосберегающи -ми лампами (светильниками)		с использовани ем датчиков движения, ед./кол-во датчиков, ед.	с использова нием ЭПРА, ед.	рованная система управления освещением, тип
		Тип	Кол- во,ед.			
Территория ФКП «ГкНИПАС»	72	-	-	-	-	20

Оплата энергетических ресурсов потребляемых организацией осуществляется организацией самостоятельно.

Таблица 4

Вид энергетического ресурса	Ед. изм.	Суммарные годовые затраты			Суммарные годовые затраты, расчеты за потребляемые энергетические ресурсы осуществляются с использованием приборов учета		
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Электрическая энергия	тыс.руб.	38 001	36421	32706	38 001	36421	32706
Тепловая энергия	тыс.руб.	собственное производство					
ГВС	тыс.руб.	-	-	-	-	-	-
ХВС*	тыс.руб.	1376,0	1779,1	981,3	1376,0	1779,1	981,3
Иные энергетические ресурсы (в т.ч. моторное и печное топливо)	тыс.руб.	91 862,1	69 416,9	57 955,1	91 862,1	69 416,9	57 955,1
ВСЕГО	тыс.руб.	131239,1	107617,0	91642,4	131239,1	107617,0	91642,4

* с водоотведением

Основными проблемами, приводящими к нерациональному использованию энергетических ресурсов в организации являются:

слабая мотивация работников организации к энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

наличие изношенных участков теплопроводов;

незавершенность оснащения энергоэффективными электроосветительными приборами (наличие ламп накаливания);

незавершенность оснащения приборами учета используемых энергетических ресурсов.

Суммарный потенциал энергосбережения в организации по тепловой и электрической энергии оценивается в 232,8 т у.т в год (или 2,7% от общего потребления энергоресурсов).

2. Цели и задачи Программы

2.1. Цели Программы

Основной целью Программы являются обеспечение рационального использования энергетических ресурсов в организации за счет реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

2.2. Задачи Программы

Для достижения поставленных целей в ходе реализации Программы необходимо решить следующие основные задачи:

реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
оснащение приборами учета используемых энергетических ресурсов;
повышение эффективности системы теплоснабжения;
повышение эффективности системы электроснабжения.

3. Сроки и этапы реализации Программы

Программа рассчитана на период 2016 – 2020 гг. Реализация Программы осуществляется в 2 этапа.

На первом этапе (2016 – 2017 гг.) основными мероприятиями в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны быть:

- 1) Установка энергоэффективных электроосветительных приборов (КЛЛ) взамен существующих (ЛН);
- 2) Назначение ответственного лица, материальное поощрение и организация контроля за эффективным использованием ТЭР;
- 3) Приведение в соответствии с нормами состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ.

На втором этапе (2018-2020 г.) основным мероприятием в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно быть более затратное мероприятие «Замена изношенных участков теплопроводов от котельной №2 на трубы в ППУ и оболочке из полиэтилена».

4. Целевые показатели

Перечень целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности для мониторинга реализации программных мероприятий приведен в Приложении № 1.

5. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Программа состоит из 3 разделов, отражающих следующие актуальные направления энергосбережения и повышения энергетической эффективности в организации в соответствии с задачами Программы:

1. Реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Работником организации, ответственным за организацию работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности является и.о. главного инженера ФКП «ГкНИПАС» Николаев Евгений Александрович.

Мероприятия раздела охватывают, в частности:

№ п.п.	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество	Ответственный исполнитель	Источники финансирования	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)						Ожидаемый результат
						в том числе					всего	
						2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.		
1. Реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности												
1.	Назначение ответственного лица, материальное поощрение и организация контроля за эффективным использованием ТЭР	шт	1	Главный инженер	Всего	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	300,0	Реализация мероприятия позволит косвенно экономить в денежном выражении 2651,13 тыс.руб в год
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	300,0	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	
2	Приведение в соответствии с нормами состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования ру	шт	1	Главный инженер	Всего	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Реализация мероприятия позволит косвенно экономить в денежном выражении 510 тыс.руб в год
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ					Всего	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	300,0	
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	300,0	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	

* ФБ - федеральный бюджет, БС РФ – бюджет субъекта Российской Федерации, МБ - местный бюджет, СС – собственные средства, ИИ – иные источники.

2. Повышение эффективности системы теплоснабжения.

Теплотехнический комплекс ФКП «ГкНИПАС» расположен в п. Белоозёрский, и обеспечивает собственные нужды предприятия, сторонних организаций и населения. Организация осуществляет реализацию абонентам тепловой энергии, произведенной на котельных, находящейся в оперативной ответственности организации. Учет отпущенной тепловой энергии осуществляется на основании коммерческих приборов учета:

№ п/п	Назначение	Тип счетчика	Класс точн.
1	Выработанной тепловой энергии	ТЭМ-104 – 3 ед.	В

2	Отданной на сторону тепловой энергии	ВМГ-65, ВКТ-7;	В (класс 2)
3		МТН I, МТW I, ВКТ-7;	В (класс 2)
4		ELF-2,5-DN 20-O	В (класс 2)

Суммарная протяженность теплопроводов составляет 10,72 км в двухтрубном исчислении. Потери в сети составляют 14,1 % от отпускаемой с котельных.

Потенциал энергосбережения в организации по тепловой энергии в натуральном выражении составляет 1039,3 Гкал в год (в условном топливном эквиваленте - 182,189 т у.т., в газовом эквиваленте - 157,88 тыс. м³). Достижение данного показателя возможно за счет сокращения непроизводительных потерь теплоэнергии и аварийности на изношенных участках тепловых сетей, а также трубопроводов с некачественной изоляцией или неизолированной поверхностью.

Мероприятия раздела охватывают, в частности:

№ п.п.	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество	Ответственный исполнитель	Источники финансирования	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)					Ожидаемый результат	
						в том числе						всего
						2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.		
1. Реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности												
1.	Замена изношенных участков теплопроводов от котельной №2 на трубы в ППУ и оболочке из полиэтилена	шт	1	Главный инженер	Всего	-	-	2931,2	2931,2	2931,0	8793,4	Прямая экономия в натуральном выражении в размере 1039,3 Гкал в год или 157,88 тыс. м³ природного газа
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	-	-	2931,2	2931,2	2931,0	8793,4	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ					Всего	-	-	2931,2	2931,2	2931,0	8793,4	
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	-	-	2931,2	2931,2	2931,0	8793,4	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	

3. Повышение эффективности системы электроснабжения.

Суммарная разрешенная установленная мощность электроприемных устройств в организации составляет 36,49 тыс. кВт, при этом среднегодовая заявленная составляет 2,5697 тыс. кВт.

В организации 10886 и 72 точек соответственно наружного и внутреннего освещения суммарной установленной мощностью 798,52 кВт. Количество светильников с лампами накаливания 1007 шт, с энергосберегающими (светодиодными) – 0 шт, с люминисцентными (и сопоставимыми с ними по энергопотреблению) – 9879 шт..

Количество трансформаторных подстанций – 26 шт. Количество установленных трансформаторов – 50 ед.

Установленная мощность трансформаторных подстанций на балансе предприятия 67570 кВт.

Потенциал энергосбережения в организации по электрической энергии в натуральном выражении составляет 146,86 тыс. кВтч.

Мероприятия раздела охватывают, в частности:

№ п.п.	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество	Ответственный исполнитель	Источники финансирования	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)					Ожидаемый результат	
						в том числе						всего
						2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.		
1. Реализация организационных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности												
1.	Установка энергоэффективных электроосветительных приборов (КЛЛ) взамен существующих (ЛН)	шт	1	Главный инженер	Всего	-	231,6	-	-	-	231,6	Прямая экономия в натуральном выражении в размере 146,86 тыс. кВтч.
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	-	231,6	-	-	-	231,6	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	
ИТОГО ПО РАЗДЕЛУ					Всего	-	231,6	-	-	-	231,6	
					ФБ	-	-	-	-	-	-	
					БС РФ	-	-	-	-	-	-	
					МБ	-	-	-	-	-	-	
					СС	-	231,6	-	-	-	231,6	
					ИИ	-	-	-	-	-	-	

* ФБ - федеральный бюджет, БС РФ – бюджет субъекта Российской Федерации, МБ - местный бюджет, СС – собственные средства, ИИ – иные источники.

6. Ожидаемые результаты

По итогам реализации Программы прогнозируется достижение следующих основных результатов:

обеспечения надежной и бесперебойной работы системы энергоснабжения организации;

снижение расходов на коммунальные услуги и энергетические ресурсы не менее 2,9 % по отношению к 2015 г.;

снижение удельных показателей потребления энергетических ресурсов по отношению к 2015 г. на 2,5%;

использование энергосберегающих технологий, а также оборудования и материалов высокого класса энергетической эффективности;

стимулирование энергосберегающего поведения работников организации.

Реализация Программы также обеспечит высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат на оплату энергетических ресурсов.

Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за период реализации мероприятий Программы в стоимостном выражении составит 5224 тыс. рублей (в текущих ценах). Средний срок окупаемости мероприятий Программы составляет 4,2 г.

План-график достижения ожидаемых результатов реализации программы представлен ниже:

Таблица 5

№ п/п	Ожидаемый результат	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Снижение расходов на коммунальные услуги и энергетические ресурсы по отношению к 2015 г., тыс. руб.	510	1024	1552	2080	2608
2.	Снижение удельных показателей					

	потребления энергетических ресурсов по отношению к 2015 г.: электрической энергии, кВтч/чел тепловой энергии, Гкал/кв. м воды, куб. м/чел	0 0 0	178 0 0	178 0,022 0	178 0,022 0	178 0,022 0
3.	Экономия энергетических ресурсов от внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в стоимостном выражении составит, тыс. руб. (в текущих ценах); *	0	514	1556	3126	5224
4.	Суммарная экономия топлива, тепловой и электрической энергии в сопоставимых условиях, т у.т.	0	50,6	111,3	172,1	232,8
5.	Суммарная экономия воды в сопоставимых условиях, тыс. куб. м	-	-	-		

* нарастающим итогом

7. Объем и источники финансирования

В 2016–2020 гг. общий объем финансирования Программы за счет всех источников финансирования составит 9325,0 тыс. руб., в том числе:

за счет федерального бюджета – 0 тыс. руб.;

за счет бюджета субъекта Российской Федерации (областного, краевого, республиканского, автономного округа и т.д.) – 0 тыс. руб.;

за счет местного бюджета – 0 тыс. руб.;

за счет собственных средств – 9325,0 тыс. руб.;

за счет иных источников – 0 тыс. руб.

Таблица 6

Источники финансирования*	Финансовые затраты на реализацию (тыс. рублей)					
	В том числе					всего
	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	
Всего	60,0	291,6	2991,2	2991,2	2991,0	9325,0
ФБ	-	-	-	-	-	-
БС РФ	-	-	-	-	-	-
МБ	-	-	-	-	-	-
СС	60,0	291,6	2991,2	2991,2	2991,0	9325,0
ИИ	-	-	-	-	-	-

* ФБ - федеральный бюджет, БС РФ – бюджет субъекта Российской Федерации, МБ - местный бюджет, СС – собственные средства, ИИ – иные источники.

Перечень мероприятий Программы и объемы финансирования следует ежегодно уточнять.

Приложение № 1

ПЕРЕЧЕНЬ целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности для мониторинга реализации программных мероприятий

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значения целевых показателей по годам					
			Исходное (базовое) значение показателя 2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, отражающие экономию по отдельным видам энергетических ресурсов								
1	Экономия электрической энергии (далее - ЭЭ):							
1.1	в натуральном выражении	кВт·ч	9341,8	9341,8	9194,9	9194,9	9194,9	9194,9
1.2	в стоимостном выражении	тыс. руб.	32705,64	32705,64	32191,34	32191,34	32191,34	32191,34
2	Экономия тепловой энергии (далее - ТЭ):							
2.1	в натуральном выражении	Гкал	-	-	-	-	-	-
2.2	в стоимостном выражении	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-
3	Экономия воды:							
3.1	в натуральном выражении	куб. м	22,389	22,389	22,389	22,389	22,389	22,389
3.2	в стоимостном выражении	тыс. руб.	981,3	981,3	981,3	981,3	981,3	981,3
4	Экономия природного газа:							
4.1	в натуральном выражении	тыс м ³	0,0*	4078,1	4078,1	4025,5	3972,9	3920,2
4.2	в стоимостном выражении	тыс. руб.	0,0*	51724,1	51724,1	51196,1	50668,1	50140,0
II. Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием муниципального образования (субъекта Российской Федерации)								
1	Удельный расход ТЭ на 1 кв. м общей площади, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	Гкал/ кв. м	-	-	-	-	-	-
2	Удельный расход ТЭ на 1 кв. м общей площади, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов	Гкал/ кв. м	-	-	-	-	-	-

3	Изменение удельного расхода ТЭ на 1 кв. м общей площади, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	Гкал/ кв. м	-	-	-	-	-	-
4	Изменение удельного расхода ТЭ на 1 кв. м общей площади, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов	Гкал/ кв. м	-	-	-	-	-	-
5	Изменение отношения удельного расхода ТЭ, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов, к удельному расходу ТЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	-	-	-	-	-	-	-
6	Удельный расход воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета на 1 чел.	куб. м/ чел.	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6	148,6
7	Удельный расход воды, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов на 1 чел.	куб. м/ чел.	-	-	-	-	-	-
8	Изменение удельного расхода воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета на 1 кв. м.	куб. м/ кв. м.	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
9	Изменение удельного расхода воды, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов на 1 кв. м.	куб. м/ кв. м.	-	-	-	-	-	-
10	Изменение отношения удельного расхода воды, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов, к удельному расходу воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	-	-	-	-	-	-	-
11	Удельный расход ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета на 1 чел.	кВт·ч/чел.	1132,3	1132,3	1114,5	1114,5	1114,5	1114,5
12	Удельный расход ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов на 1 чел.	кВт·ч/чел.	-	-	-	-	-	-
13	Изменение удельного расхода ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета на 1 кв. м.	кВт·ч/ кв. м.	198,09	194,97	194,97	194,97	194,97	194,97
14	Изменение удельного расхода ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов на 1 кв. м.	кВт·ч/ кв. м.	-	-	-	-	-	-
15	Изменение отношения удельного расхода ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с применением расчетных способов, к удельному расходу ЭЭ, расчеты за которую	-	-	-	-	-	-	-

	осуществляются с использованием приборов учета							
16	Доля объемов потребляемой (используемой) ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме потребляемой ЭЭ	%	100	100	100	100	100	100
17	Доля объемов потребляемой (используемой) ТЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме потребляемой ТЭ	%	-	-	-	-	-	-
18	Доля объемов потребляемой (используемой) воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме потребляемой воды	%	100	100	100	100	100	100
19	Доля объемов потребляемого (используемого) природного газа, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета, в общем объеме потребляемого природного газа	%	0	100	100	100	100	100
20	Доля расходов бюджета муниципального образования (субъекта Российской Федерации) на обеспечение энергетическими ресурсами организации с участием муниципального образования (субъекта Российской Федерации)		-	-	-	-	-	-
20.1	для фактических условий	%	-	-	-	-	-	-
20.2	для сопоставимых условий	%	-	-	-	-	-	-
21	Динамика расходов бюджета муниципального образования (субъекта Российской Федерации) на обеспечение энергетическими ресурсами организации с участием муниципального образования (субъекта Российской Федерации)		-	-	-	-	-	-
21.1	для фактических условий	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-
21.2	для сопоставимых условий	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-
22	Число энергосервисных договоров (контрактов), заключенных организацией с участием муниципального (государственного) образования	шт.	-	-	-	-	-	-

* котельные на газовом топливе в 2015г. не эксплуатировались (вновь введенные)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА (ОТЧЕТ)
Технико-экономическое обоснование
внедрения энергосберегающих мероприятий

Мероприятие №1

Приведение в соответствии с нормами состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ

Основание:

Экономия денежных средств на потери электроэнергии при перегреве контактов, болтовых соединений, а также вероятных отключениях электрооборудования РУ.

Технические характеристики:

Специалистами было проведено тепловизионное обследование состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ.

Целью тепловизионного обследования являлась оценка теплового состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ

Результаты оценки теплового состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования приведены в соответствующих протоколах РУ к настоящему отчету (см. протокол РУ). Перечень выявленных аварийных, развитых и прочих дефектов состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования представлен в таблице 1.

Таблица 1

Диспетчерское наименование	Месторасположение объекта измерения	Вид дефекта	Вер. откл. ед/г	№ тер.
ТП-14. РУ-0,4 кВ. Фидер №10 (инженерный корпус)	Болтовое соединение выхода с предохранителя. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	1
ТП-14. РУ-0,4 кВ. Фидер №15	Контактное соединение выхода с рубильника. Фаза А	Развившийся дефект	0,4	2
ТП-12а (старая). РУ-0,4 кВ. Фидер №3	Клеммное соединение выхода с предохранителя. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	3
ТП-12. РУ-10 кВ. Ввод с ТП-12а	Клеммное соединение выхода с предохранителя. Фаза А,В	Начальная степень неисправности	0,3	4
ТП-12. РУ-0,4 кВ. Фидер №10	Клеммное соединение ввода на трансформатор тока. Фаза С	Начальная степень неисправности	0,3	5
ТП-12. РУ-0,4 кВ, Фидер №11	Болтовое соединение ввода на рубильник. Фаза С	Аварийный дефект	0,5	6
ТП-12. РУ-0,4 кВ. Фидер №1	Контактное соединение выхода с рубильника на предохранитель. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	7
ТП-13. РУ-0,4 кВ. Фидер №1	Болтовое соединение выхода с	Развившийся дефект	0,4	8

	предохранителя. Фаза А			
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №16	Контактное соединение ввода на рубильник. Фаза В	Аварийный дефект	0,5	9
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №16	Болтовое соединение ввода на предохранитель. Фаза В	Аварийный дефект	0,5	10
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №13	Контактное соединение ввода на предохранитель. Фаза С	Аварийный дефект	0,5	11
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №10	Болтовое соединение выхода с рубильника. Фаза А	Аварийный дефект	0,5	12
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №9	Болтовое соединение выхода с рубильника. Фаза В	Развившийся дефект	0,4	13
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Ввод №1	Контактное соединение ввода на рубильник. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	14
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №6	Болтовое соединение ввода на предохранитель. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	15
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №5	Предохранитель. Фаза С	Начальная степень неисправности	0,3	16
ТП-11. РУ 0,4 кВ. Фидер №8	Контактное соединение ввода на предохранитель. Фаза А,В	Развившийся дефект	0,4	17
ТП-11. РУ-0,4 кВ. Фидер №4	Контактное соединение выхода с рубильника. Фаза А	Развившийся дефект	0,4	18
ТП-11. РУ-10 кВ	Контактное соединение выхода с проходного изолятора. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	19
ТП-11. РУ-10 кВ. Ячейка №1	Болтовое соединение ввода на изолятор. Фаза С	Развившийся дефект	0,4	20
ТП-4. РУ-0,4 кВ. Ячейка №6	Контактное соединение кабельного ввода. Фаза В	Аварийный дефект	0,5	21
ТП-4. РУ-10 кВ. Ячейка №6	Контактное соединение выхода с вакуумного выключателя. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	22
ТП-1. РУ-0,4 кВ. Фидер №24 (цех №33)	Болтовое соединение ввода на рубильник. Фаза С	Начальная степень неисправности	0,3	23
ТП-1. РУ-10 кВ. Ячейка №14	Контактное соединение ввода на проходной изолятор. Фаза С	Начальная степень неисправности	0,3	24
ТП-1. РУ-10 кВ. Ячейка 14	Контактное соединение ввода на проходной изолятор. Фаза С	Развившийся дефект	0,4	25
ТП-1. РУ-10 кВ. Ячейка 14	Контактное соединение ввода на проходной изолятор. Фаза А	Развившийся дефект	0,4	26
ТП-1. РУ-10 кВ. Ячейка №1	Контактное соединение ввода на шинный разъединитель. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	27
ПС-168 110/10 кВ. ОРУ-10 кВ. Ячейка 10.	Болтовое соединение ввода на проходной изолятор с шинного	Аварийный дефект	0,5	28

Линия 12 (на РП-21)	моста. Фаза В,С			
ПС-168 110/10 кВ. ОРУ-10 кВ. Ячейка 7. Линия 4 (на ЦРП-1)	Болтовое соединение ввод на трансформатор тока с шинного моста. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	29
ПС-168 110/10 кВ. ОРУ-10 кВ. Присоединение Т-1	Контактное соединение шинного разъединителя. Фаза А,В	Аварийный дефект	0,5	30
ПС-168 110/10 кВ. ОРУ-10 кВ. Ячейка 4. МВ-10 кВ с Т-1	Контактное соединение линейного разъединителя. Фаза А	Аварийный дефект	0,5	31
ТП-20. РУ-0,4 кВ. Фидер №1. Воздуходувка	Клеммное соединение выхода с автомата (перегрузка). Фаза А,В,С	Аварийный дефект	0,5	32
ТП-20. РУ-0,4 кВ. Фидер №4. Мастерская	Клеммное соединение выхода с автомата. Фаза А	Развившийся дефект	0,4	33
ТП-20. РУ-0,4 кВ. Фидер №11	Клеммное соединение ввода на автомат илового насоса №1. Фаза А,В	Аварийный дефект	0,5	34
ТП-19. РУ-10 кВ. Ячейка №3	Контактное соединение разъединителя трансформатора №1. Фаза С	Развившийся дефект	0,4	35
ТП-19. РУ-10 кВ. Ячейка №3	Контактное соединение разъединителя трансформатора №1. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	36
ТП-19. РУ-10 кВ. Ячейка №2 (фидер ТП-20)	Болтовое соединение ввода с шинного моста на разъединитель. Фаза С	Развившийся дефект	0,4	37
ТП-19. РУ-10 кВ	Контактное соединение секционного разъединителя. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	38
ТП-19. РУ-0,4 кВ	Болтовое соединение ввода на автомат вентиляции. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	39
ТП-19. РУ-0,4 кВ Фидер «Уличное освещение»	Болтовое соединение выхода с автомата. Фаза А	Развившийся дефект	0,4	40
ТП-19. РУ-0,4 кВ	Клеммное соединение ввода на автомат с трансформатора №1. Фаза С	Начальная степень неисправности	0,3	41
ТП-19. РУ-0,4 кВ	Клеммное соединение ввода на автомат насоса №3 (частотный преобразователь). Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	42
ТП-19. РУ-0,4 кВ. Секция №1	Контактное соединение ввода с шины на изолятор (частотный преобразователь)	Начальная степень неисправности	0,3	43
ТП-19. РУ-0,4 кВ	Болтовое соединение кабельного	Аварийный дефект	0,5	44

	выхода с трансформатора №1 (оплавление изоляции). Фаза А			
ТП-19. РУ-0,4 кВ	Болтовое соединение кабельного выхода с трансформатора №2 (оплавление изоляции). Фаза В	Аварийный дефект	0,5	45
ТП-17. РУ-0,4 кВ. Фидер №2	Контактное соединение ввода на предохранитель. Фаза А	Аварийный дефект	0,5	46
ТП-17. РУ-0,4 кВ. Фидер №1 (жилой дом № 35 ул. Лесная)	Болтовое соединение ввода на предохранитель (перекос фаз). Фаза А	Развившийся дефект	0,4	47
ТП-17. РУ-0,4 кВ. Фидер №3	Контактное соединение ввода на предохранитель. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	48
ТП-17. РУ-0,4 кВ. Фидер №4	Контактное соединение ввода на предохранитель (щечки). Фаза А	Аварийный дефект	0,5	49
ТП-17. РУ-0,4 кВ. Фидер №4	Контактное соединение выхода с предохранителя (щечки). Фаза В	Развившийся дефект	0,4	50
ТП-27. РУ-0,4 кВ. Ввод №1	Болтовое соединение выхода с предохранителя. Фаза А	Начальная степень неисправности	0,3	51
ТП-27. РУ-0,4 кВ. Фидер №6 (насосная)	Контактное соединение выхода с предохранителя. Фаза В	Начальная степень неисправности	0,3	52
ТП-27. РУ-0,4 кВ. Фидер №8 (СТСН «Белое Озеро»)	Болтовое соединение ввода на рубильник. Фаза В	Развившийся дефект	0,4	53

Расчеты:

1) Количественная оценка технического состояния объекта характеризует суммарное количество его автоматических и вынужденных отключений, которое можно ожидать в предстоящем году.

Количественная оценка технического состояния объекта определяется по данным перечня дефектов его элементов. Количественные показатели вероятных отключений объекта определяются по формуле:

$$BO_{ТПj} = \sum_{i=1}^m n_{iТПj} \times ВД_i$$

где $BO_{ТПj}$ - число вероятных отключений j -го объекта, совокупности объектов, откл/(объект · год);

$ВД_{iВТj}$ — число вероятных отключений j -го объекта от проявления одного i -го дефекта, откл/(объект · год);

$n_{iТПj}$ — количество проявлений i -го дефекта на j -м объекте, шт.;

m — количество типов дефектов на j -м объекте, шт.

2) Экономия электроэнергии от предотвращения аварийных отключений электрооборудования в денежном эквиваленте за год, составит:

$$\mathcal{E}_н = BO_{ТПj} \times C_j = (0,5 \times 15 + 0,4 \times 15 + 0,3 \times 23) \times 25,0 = 510,0 \text{ тыс.руб.}$$

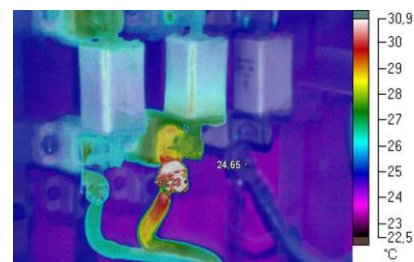
где C_j – стоимость материалов и оборудования подлежащему замене, монтаж и испытания вводимого комплекса, тыс.руб/откл.

3) Мероприятие является беззатратным, так как в состав текущей работы эксплуатационной организации.

Величина экономии после приведения в соответствии с нормами состояния всех контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ составит:

$\mathcal{E}_d=510,0$ тыс.руб.

$C_0=0$ г.



Мероприятие №2

Установка энергоэффективных электроосветительных приборов (КЛЛ) взамен существующих (ЛН)

Основание:

Замена ламп накаливания на энергоэффективные производится ввиду эффективности использования светового потока, надежности и срока службы, а также во исполнение требований п.8. статьи 10 Федерального закона №261-ФЗ от 23.11. 2009 г.

Технические характеристики:

Лампы накаливания (ЛН)

- относительно невысокая световая отдача (от 7 до 22 Лм/Вт);
- небольшая продолжительность горения (1000 – 2000 час.);
- существенное влияние напряжения на срок службы (на каждый % изменения напряжения, продолжительность горения ламп изменяется на 10%);
- существенное влияние напряжения на световой поток (на каждый % изменения напряжения, световой поток изменяется на 3,7%).

Компактные люминесцентные лампы (КЛЛ)

- высокая световая отдача (от 50 до 70 Лм/Вт);
- продолжительность горения не менее (4800 – 8500 час.);
- область надежного зажигания лежит в пределах от -20⁰С до +40⁰С;
- максимальная светоотдача при +18⁰С - +25⁰С;
- относительная влажность в помещениях не более 65%;
- влияние напряжения на срок службы (на каждый % изменения напряжения, продолжительность горения ламп изменяется на 1,5-3%).

Расчеты:

1) Расчетная мощность на освещение заменяемых ламп составляет:

$$P_{p.o} = \sum_i P_{y.o} \times n \times K_c = (302 \times 0,1 + 705 \times 0,06) \times 0,3 = 21,75 \text{ кВт} \quad [12];$$

где n=302; 705 – количество однотипных приемников электрической энергии (ламп накаливания ЛН-100, ламп накаливания ЛН-60);

- K_c – коэффициент спроса электроосветительных приборов [12];

- $P_{y.o}=0,1; 0,06$ кВт – установленная мощность электроосветительных приборов (ламп накаливания ЛН-100, ламп накаливания ЛН-60).

Таким образом, при сравнении мощности и светового потока приемников электрической энергии ЛН и энергоэффективных КЛЛ (компактных люминесцентных ламп) имеем:

Таблица 1

Наименование	Тип светильн.	Мощность, Вт	Свет. поток, лм	Срок службы, ч	Цена, руб, с НДС
Лампы накаливания ЛОН-100					
ЛН-100	НПО, НСО, НБО, НСП	100	1340	1000	19
Люминесцентные лампы ЛБ-20 (прямая замена)					
КЛЛ-20 (Е27) «EMS»	НПО, НСО, НБО,	20	1250	8500	150

Наименование	Тип светильн.	Мощность, Вт	Свет. поток, лм	Срок службы, ч	Цена, руб, с НДС
	НСП				
Лампы накаливания ЛОН-60					
ЛН-60	НПО, НСО, НБО, НСП	60	740	1000	15
Люминесцентные лампы ЛБ-15 (прямая замена)					
КЛЛ-15 (Е27) «EMS»	НПО, НСО, НБО, НСП	15	850	8500	100

Предлагается прямая замена используемых ламп накаливания ЛН-100, ЛН-60 в светильниках НПО, НСО, НСП и НБО на компактные люминесцентные лампы КЛЛ-20 (Е27) «EMS», КЛЛ-15 (Е27) «EMS» соответственно.

2) Экономия электроэнергии от применения энергоэффективных ламп КЛЛ в натуральном эквиваленте за год, составит:

$$\Theta_n = \sum_i (P_{\text{ЛН}} - P_{\text{эф}}) \times n \times N_{\text{ч}} \times K_c = [(0,1 - 0,02) \times 302 + (0,06 - 0,015) \times 705] \times 8760 \times 0,3 = 146,86 \text{ тыс. кВт} \times \text{ч}$$

где $N_{\text{ч}} = 8760$ час/г – количество часов за год

3) Экономия в денежном эквиваленте за год, составит:

$$\Theta_d = \Theta_n \times T_{3/3} + (3_o^{\text{ЛН-100}} + 3_o^{\text{ЛН-60}}) \times n \times K_c \times N_{\text{ч}} / N_{\text{сл}} = 146,86 \times 3,501 = 514,1 \text{ тыс. руб}$$

где $T_{3/3} = 3,501$ руб/кВт×ч (средний тариф с НДС на электроэнергию в 2015 г.)
- $N_{\text{сл}} = 1000$ час – срок службы ламп накаливания.

4) Затраты на электроосветительные приборы:

$$3 = (3_o^{\text{EMS-20}} \times n + 3_o^{\text{EMS-15}} \times n) + 3_m = (0,15 \times 302 + 0,1 \times 705) + 11,58 = 231,6 \text{ тыс.руб}$$

где $3_o^{\text{EMS-20}} = 0,15$ тыс.руб; $3_o^{\text{EMS-15}} = 0,1$ тыс.руб – на 2015 г.;

- $3_m = 11,58$ тыс.руб. – затраты на монтаж электроосветительных приборов (10 % от стоимости материалов).

5) Срок окупаемости:

$$C_o = \frac{3}{\Theta_o} = 0,4 \text{ г.}$$

Величина экономии за год и срок окупаемости при установке эффективных электроосветительных приборов (КЛЛ), вместо ламп накаливания (ЛН), с учетом затрат монтаж, составит:

$\Xi_n=146,86$ тыс.кВт×ч

$\Xi_d=514,1$ тыс.руб.

$C_0=0,4$ г.

$З=231,6$ тыс.руб



Мероприятие №3

Замена изношенных участков теплопроводов от котельной №2 на трубы в ППУ и оболочке из полиэтилена

Основание:

Сокращение непроизводительных потерь теплоэнергии и аварийности на изношенных участках тепловых сетей, а также трубопроводов с некачественной изоляцией или неизолированной поверхностью.

Технические характеристики:

Специалистами ООО «Энергоаудит-М» с 8.07.16 по 8.07.16 г. было проведено техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей от котельной №2 с целью определения дефектности трубопроводов в процессе эксплуатации.

Визуальный контроль технического состояния тепловых сетей проводился на основании РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации».

Объем проведения контроля включал:

- a. отсутствие (наличие) механических повреждений поверхностей;
- b. отсутствие (наличие) формоизменения изделий (деформированные участки, коробление, провисание, выход трубы из ряда и других отклонений от первоначального расположения);
- c. отсутствие (наличие) трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся (получивших развитие) в процессе эксплуатации;
- d. отсутствие коррозионного и эрозионного износа поверхностей;
- e. отсутствие наружного износа изделия (оборудования, трубопровода, поверхностей нагрева и др. изделий);
- f. нарушение, износ и отсутствие теплогидроизоляции

На основании РД 153-34.0-20.523-98 Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии. Ч. II, Ч. III увеличение от нормативной величины потерь теплоэнергии, характеризуется коэффициентом теплопроводности теплоизоляционного материала и изменяется в зависимости от технического состояния (см. таблицу 1):

Таблица 1

Техническое состояние теплоизоляционной конструкции, условия эксплуатации	K_{λ}
1. Незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3-1,5
2. Уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6-1,8
3. Частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7-2,1
4. Уплотнение основного слоя изоляции на 75%	3,5
5. Периодическое затопление канала грунтовыми водами или смежными коммуникациями	3,0-5,0
6. Незначительное увлажнение изоляции (10-15%)	1,4-1,6
7. Увлажнение изоляции на 20-30%	1,9-2,6
8. Сильное увлажнение изоляции (40-60%)	3,0-4,5

Оценка состояния изоляции теплопроводов предприятия представлена в сводных протоколах, являющихся приложением к данному мероприятию (см.протокол ТС).

Перечень выявленных дефектов состояния тепловых сетей представлен в таблице 2.

Таблица 2

Диспетчерское наименование	Месторасположение объекта измерения (участка)	Вид дефекта	К.д.и.	№ тер.
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	1
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	2
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	3
Теплосети котельной №2	ТК9-отвод К48	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	4
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	5
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- наружный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	2,0	6
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	7
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	8
Теплосети котельной №2	№ТК9-отвод К48	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	9
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- коррозионный износ задвижки; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	10
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	11
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	12
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на	1,7	13

		30-50%		
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	14
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	15
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	16
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	17
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	18
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	19
Теплосети котельной №2	№Отвод К48-Водонасосная	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	20
Теплосети котельной №2	№Отвод К437-отвод ТК10	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	21
Теплосети котельной №2	№Отвод К437-отвод ТК10	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	22
Теплосети котельной №2	№Отвод К437-отвод ТК10	- частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	23
Теплосети котельной №2	№Отвод К437-отвод ТК10	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	24
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	25
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	26
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	27
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	28
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	29

Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	30
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	31
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	32
Теплосети котельной №2	№Отвод-К437	В норме	1,0	33
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	34
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	35
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	В норме	1,0	36
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	В норме	1,0	37
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	В норме	1,0	38
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	39
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	40
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	41
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	В норме	1,0	42
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	43
Теплосети котельной №2	№Отвод ТК8-отвод К437	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	44
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - плотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	45
Теплосети	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного	1,3	26

котельной №2		слоев изоляционной конструкции		
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	27
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	47
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	48
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	49
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	50
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	51
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	52
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	53
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	54
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	55
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	56
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	57
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	58
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	59
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	60
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	61

Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	62
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	63
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	64
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	65
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	66
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	67
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	68
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	69
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	70
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	71
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	72
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- увлажнение изоляции на 20-30%	1,9	73
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- увлажнение изоляции на 20-30%	1,9	74
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- увлажнение изоляции на 20-30%	1,9	75
Теплосети котельной №2	№Отвод-Баня	В норме	1,0	76
Теплосети котельной №2	№Отвод-Баня	В норме	1,0	77

Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	78
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - увлажнение изоляции на 20-30%	1,9	79
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	80
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	81
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	82
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	83
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	84
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	85
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	В норме	1,0	86
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	87
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	88
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	89
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	90
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	91
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	92
Теплосети котельной	№Отвод-ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	93

№2				
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	94
Теплосети котельной №2	№Отвод-ТК8	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	95
Теплосети котельной №2	№Отвод К«Б»-отвод ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	96
Теплосети котельной №2	№Отвод К«Б»-отвод ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	97
Теплосети котельной №2	№Отвод К«Б»-отвод ТК8	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	98
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	В норме	1,0	99
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	100
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	101
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	102
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- деформация трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	103
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	104
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	105
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	106
Теплосети котельной №2	№Отвод-К«Б»	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	107
Теплосети котельной №2	№ТК-отвод К«Б»	В норме	1,0	108
Теплосети	№ТК-отвод К«Б»	В норме	1,0	109

котельной №2				
Теплосети котельной №2	№TK6-TK7	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	110
Теплосети котельной №2	№TK6-TK7	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	111
Теплосети котельной №2	№TK6-TK7	В норме	1,0	112
Теплосети котельной №2	№TK6-TK7	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	113
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	114
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	115
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	116
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	117
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	118
Теплосети котельной №2	№TK2-TK3	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	119
Теплосети котельной №2	№TK3-K432	В норме	1,0	120
Теплосети котельной №2	№TK3-K432	В норме	1,0	121
Теплосети котельной №2	№TK3-TK	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	122
Теплосети котельной №2	№TK3-TK	В норме	1,0	123
Теплосети котельной №2	№TK3-TK	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	124
Теплосети котельной	№TK3-TK	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	125

№2				
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	1,7	126
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	- уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	127
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	128
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	129
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	В норме	1,0	130
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	В норме	1,0	131
Теплосети котельной №2	№ТК3-ТК	В норме	1,0	132
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	133
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	134
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	135
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	136
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	137
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	138
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	В норме	1,0	139
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	В норме	1,0	140
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	В норме	1,0	141

Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	142
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	143
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	144
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	145
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	146
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	147
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	148
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	149
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	150
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	151
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	152
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	153
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	154
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	155
Теплосети котельной №2	№ТК4-отвод К40	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	156
Теплосети	№Отвод-К30,К30а	- незначительное разрушение покровного и основного	1,3	157

котельной №2		слоев изоляционной конструкции		
Теплосети котельной №2	№Отвод-К30,К30а	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	158
Теплосети котельной №2	№Отвод-К30,К30а	В норме	1,0	159
Теплосети котельной №2	№Отвод-К30,К30а	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	160
Теплосети котельной №2	№ТК4-ТК	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	161
Теплосети котельной №2	№ТК4-ТК	В норме	1,0	162
Теплосети котельной №2	№ТК4-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	163
Теплосети котельной №2	№ТК-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	164
Теплосети котельной №2	№ТК-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50%	1,7	165
Теплосети котельной №2	№ТК-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	166
Теплосети котельной №2	№ТК-ТК	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	167
Теплосети котельной №2	№ТК-ТК	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	168
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	В норме	1,0	169
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	170
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	В норме	1,0	171
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	172
Теплосети	№ТК5-ТК	В норме	1,0	173

котельной №2				
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3	174
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6	175
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	176
Теплосети котельной №2	№ТК5-ТК	- коррозионный износ трубопровода; - уплотнение (отсутствие) основного слоя изоляции на 75%	3,5	177

Замена изношенных трубопроводов рекомендуется осуществлять на предварительно изолированные трубопроводы (в ППУ и оболочке из полиэтилена).

Стальная труба и слой пенополиуретана защищены от влаги оболочкой из тонкостенной полиэтиленовой ПЭ трубы и применяется для подземной прокладки тепловых сетей.

Места стыков труб изолируются термоусаживаемыми манжетами с заливкой в них компонентов ППУ на месте монтажа.

Область применения:

Трубы в индустриальной теплогидроизоляции применяются для бесканальной подземной и надземной прокладки тепловых сетей с температурой теплоносителя до 150°C.

Преимущества:

- снижение потерь тепла в 8-10 раз по сравнению с минераловатной изоляцией;
- срок службы - 25-30 лет;
- снижение капитальных затрат в 1,2 раза;
- сокращение сроков строительства в 2,5-3 раза;
- сокращение эксплуатационных расходов в 9 раз;
- сокращение расходов на капитальный ремонт в 3 раза;

Расчеты:

1.1) Нормативные потери теплоэнергии через изоляцию теплопроводов за отопительный период:

$$Q^H = \Sigma(q_{п.с}^{из} \times L) \times N_{от} = 2346,9 \text{ Гкал}$$

где L – длина участка (м);

- $q_{п.с}^{из}$, $q_{о.с}^{из}$ – удельные часовые тепловые потери изолированными теплопроводами, которые определяются исходя из наружного диаметра d_n , разницы средней температуры теплоносителя $t_{п.с}$ и $t_{о.с}$ и температуры наружного воздуха t_n , (ккал/м×ч) согласно *табл. 8 прил. 1 [14]*;

- $t_{п.с}$ – средняя температура воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения за отопительный период, согласно температурного графика отпуска тепловой энергии при $t_{п.с}$;
- $t_{о.с}$ – средняя температура воды в обратном трубопроводе системы теплоснабжения за отопительный период, согласно температурного графика отпуска тепловой энергии при $t_{п.с}$;
- t_n – принимаемая средняя температура наружного воздуха за отопительный период;
- $N_{от}$ = 205 сут – продолжительность отопительного периода в сутках [6];

1.2) Потери теплоэнергии через не изолированные теплопроводы за отопительный период:

$$Q'' = \Sigma(q_{п.с}^H \times L) \times N_{от} = 702,1 \text{ Гкал}$$

- $q_{п.с}^H$, $q_{о.с.}^H$, удельные часовые тепловые потери не изолированными теплопроводами, которые определяются исходя из наружного диаметра d_n , разницы средней температуры теплоносителя $t_{п.с}$ и $t_{о.с}$ и средней температуры наружного воздуха $t_{н.с}$, (ккал/м×ч) согласно *табл. 2.12 [14]*

1.3) Потери теплоэнергии ввиду ухудшения теплоизолирующих свойств материала (качество изоляции) за отопительный период:

$$Q' = Q_n \times k_{из} \times k' = 2684,1 \text{ Гкал}$$

- $k_{из}$. - коэффициент изолированности теплопроводов;

- k' - коэффициент ухудшения теплоизолирующих свойств материала.

2) Экономия теплоэнергии после изоляции теплопроводов в натуральном эквиваленте за год, составит:

$\mathcal{E}_n = (Q' + Q'') - Q^n = 1039,3 \text{ Гкал}$ (т.к. предприятие вырабатывает тепловую энергию самостоятельно, то при фактическом НУР 175,3 кг у.т./Гкал, эквивалентное количество топлива составит 182,189 т у.т. или 132,98 т мазута, или 157,88 тыс. м³ природного газа).

3) Экономия теплоэнергии (мазута) в денежном эквиваленте за год, составит:

$$\mathcal{E}_д = \mathcal{E}_n \times T_t = 132,98 \times 11912,58 = 1584,1 \text{ тыс. руб.}$$

где $T_t = 11912,58 \text{ руб/т}$ (средний тариф с НДС на мазут в 2015 г.)

4) Затраты на трубопроводы в ППУ составят:

$$З = З_о + З_м = 8793,4 \text{ тыс. руб.}$$

где $З_о$ – стоимость трубопроводов в ППУ материала;

- $З_м$ – затраты на монтаж.

5) Срок окупаемости:

$$C_o = \frac{З}{\mathcal{E}_д} = 5,6 \text{ г.}$$

Величина экономии и затраты после замены изношенных теплопроводов представлены в таблице А,В.

Величина экономии за год и срок окупаемости при замене изношенных участков теплопроводов от котельной №2 на трубы в ППУ и оболочке из полиэтилена, с учетом затрат на монтажные работы, составит:

$$\mathcal{E}_н = 157,88 \text{ тыс. м}^3$$

$$\mathcal{E}_д = 1584,1 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_o = 5,6 \text{ г.}$$

$$З = 8793,4 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет нормативных и непроизводительных потери теплотэнергии в сетях котельной №2 ФКП "ГКНИПАС" за отопительный период

Исч	Диам. мм	Тепл.пот. изолирован. теплопроводами ккал/(ч*м)				Продолж. работы системы ч	Длина общая м		Норма тепловых пот., и пот. через арматуру (Гкал)		Норма тепловых пот., и пот. через и арматуру (Гкал)	Козф. изолированн ости теплопр.		Длина изолированны х участков м		Козф. ухудш. теплоизолир. свойств материала		Тепл. пот. из-за ухудш. теплоизолир. свойств материала, и пот. через арматуру (Гкал)		Тепл. пот. из-за ухудш. теплоиз. свойств матер., и пот. через арматуру (Гкал)	Тепловые потери неизол. теплопров. ккал/(ч*м)				Козф. наруш. целостности изоляции теплопров.		Длина неизолирован ных участков м		Тепл. пот. из-за наруш. целостности изол. теплопров., и пот. через арматуру (Гкал)		Тепл. пот. из-за наруш. целостности изол. теплопр., и пот. через арматуру (Гкал)	Общие тепл. пот. из-за наруш. целостности и качества изол. теплопр. (Гкал)	Непроизводи- тельные пот. теплопр. и арматуры (Гкал)		Непроизво- дительные пот. теплопр. и арматуры (Гкал)
		наруж.	прям.*	прям.	обрат.*		обрат.	прям.	обрат.	прям.		обрат.	прям.	обрат.	прям.	обрат.	прям.*	прям.	обрат.*		обрат.	прям.	обрат.	прям.	обрат.	прям.	обрат.	прям.	обрат.	прям.			обрат.		
1	2	3	3	5	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	24	22	23	24	25	26	27	28	29	33	30	31	32
Котельная №2 (надземные трубопроводы)																																			
ТК2-ТК3	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	56	56	27,7	20,7	48,4	0,9	0,9	50,4	50,4	1,3	1,3	32,4	24,3	56,6	375,0	424,1	322,0	373,5	0,1	0,1	5,6	5,6	13,4	11,8	25,3	81,9	18,1	15,4	33,5
ТК3-ТК	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	167	167	82,5	61,8	144,4	0,9	0,9	150,3	150,3	1,6	1,6	118,9	89,0	207,9	375,0	424,1	322,0	373,5	0,1	0,1	16,7	16,7	40,1	35,3	75,4	283,2	76,4	62,5	138,9
Отвод-К25	108	38,2	52,8	33,4	38,7	4920	48	48	14,3	10,5	24,9	1,0	1,0	48	48	1	1	14,3	10,5	24,9	215,0	243,1	170,0	197,2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	24,9	0,0	0,0	0,0
Отвод-проходная	32	19,8	27,4	16,6	19,3	4920	1	1	0,2	0,1	0,3	1,0	1,0	1	1	1	1	0,2	0,1	0,3	76,0	85,9	60,0	69,6	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
ТК4-ТК	133	42,8	59,2	37,6	43,6	4920	62	62	20,8	15,3	36,1	0,9	0,9	55,8	55,8	1,1	1,1	20,5	15,1	35,7	375,8	425,0	349,0	404,8	0,1	0,1	6,2	6,2	14,9	14,2	29,1	64,8	14,7	14,0	28,7
ТК-раздаточная	38	20,5	28,3	18,5	21,5	4920	26	26	4,2	3,2	7,3	1,0	1,0	26	26	1	1	4,2	3,2	7,3	84,0	95,0	74,0	85,8	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	7,3	0,0	0,0	0,0
ТК-ТК	133	42,8	59,2	37,6	43,6	4920	175	175	58,6	43,2	101,8	0,9	0,9	157,5	157,5	1,3	1,3	68,5	50,5	119,1	263,0	297,4	209,0	242,4	0,1	0,1	17,5	17,5	29,4	24,0	53,5	172,5	39,4	31,3	70,8
Отвод-К12	38	20,5	28,3	18,5	21,5	4920	25	25	4,0	3,0	7,0	1,0	1,0	25	25	1	1	4,0	3,0	7,0	84,0	95,0	74,0	85,8	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0
ТК5-ТК	133	42,8	59,2	37,6	43,6	4920	110	110	36,8	27,1	64,0	0,9	0,9	99	99	1,2	1,2	39,8	29,3	69,1	263,0	297,4	209,0	242,4	0,1	0,1	11	11	18,5	15,1	33,6	102,7	21,5	17,3	38,7
Отвод-домик охраны	38	20,5	28,3	18,5	21,5	4920	5	5	0,8	0,6	1,4	1,0	1,0	5	5	1	1	0,8	0,6	1,4	84,0	95,0	74,0	85,8	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0
ТК4-отвод К40	133	42,8	59,2	37,6	43,6	4920	184	184	61,6	45,4	107,0	0,9	0,9	165,6	165,6	1,2	1,2	66,5	49,0	115,6	263,0	297,4	209,0	242,4	0,1	0,1	18,4	18,4	31,0	25,2	56,2	171,8	35,9	28,9	64,8
Отвод-К26,28,29	89	34,0	47,0	30,0	34,8	4920	92	92	24,5	18,1	42,6	1,0	1,0	92	92	1	1	24,5	18,1	42,6	177,0	200,2	140,0	162,4	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	42,6	0,0	0,0	0,0
Отвод-К31	57	26,4	36,5	22,8	26,4	4920	21	21	4,3	3,1	7,5	1,0	1,0	21	21	1	1	4,3	3,1	7,5	113,0	127,8	94,0	109,0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0
Отвод-К34	57	26,4	36,5	22,8	26,4	4920	24	24	5,0	3,6	8,5	1,0	1,0	24	24	1	1	5,0	3,6	8,5	113,0	127,8	94,0	109,0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0
Отвод-Калибр	108	38,2	52,8	33,4	38,7	4920	12	12	3,6	2,6	6,2	1,0	1,0	12	12	1	1	3,6	2,6	6,2	215,0	243,1	170,0	197,2	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0
Отвод-К431	89	34,0	47,0	30,0	34,8	4920	5	5	1,3	1,0	2,3	1,0	1,0	5	5	1	1	1,3	1,0	2,3	177,0	200,2	140,0	162,4	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0
Отвод-К40а	57	26,4	36,5	22,8	26,4	4920	10	10	2,1	1,5	3,6	1,0	1,0	10	10	1	1	2,1	1,5	3,6	113,0	127,8	94,0	109,0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0
Отвод-К38	32	19,8	27,4	16,6	19,3	4920	3	3	0,5	0,3	0,8	1,0	1,0	3	3	1	1	0,5	0,3	0,8	76,0	85,9	60,0	69,6	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
Отвод-К40	57	26,4	36,5	22,8	26,4	4920	60	60	12,4	9,0	21,4	1,0	1,0	60	60	1	1	12,4	9,0	21,4	375,8	425,0	349,0	404,8	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	21,4	0,0	0,0	0,0
ТК6-ТК7	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	38	38	18,8	14,1	32,8	0,9	0,9	34,2	34,2	1,3	1,3	22,0	16,5	38,4	375,0	424,1	322,0	373,5	0,1	0,1	3,8	3,8	9,1	8,0	17,1	55,6	12,3	10,4	22,7
ТК-отвод К"Б"	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	110	110	54,4	40,7	95,1	1,0	1,0	110	110	1,2	1,2	65,2	48,9	114,1	375,0	424,1	322,0	373,5	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	114,1	10,9	8,1	19,0
Отвод-К"Б"	57	26,4	36,5	22,8	26,4	4920	93	93	19,2	13,9	33,1	0,9	0,9	83,7	83,7	1,3	1,3	22,5	16,3	38,7	113,0	127,8	94,0	109,0	0,1	0,1	9,3	9,3	6,7	5,7	12,5	51,2	10,0	8,1	18,1
Отвод К"Б"-отвод ТК8	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	52	52	25,7	19,2	45,0	0,9	0,9	46,8	46,8	1,4	1,4	32,4	24,3	56,6	375,0	424,1	322,0	373,5	0,1	0,1	5,2	5,2	12,5	11,0	23,5	80,1	19,2	16,0	35,2
Отвод-ТК8	89	34,0	47,0	30,0	34,8	4920	1248	1248	331,8	245,7	577,6	1,0	1,0	1248	1248	1	1	331,8	245,7	577,6	177,0	200,2	140,0	162,4	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	577,6	0,0	0,0	0,0
Отвод-баня	38	20,5	28,3	18,5	21,5	4920	17	17	2,7	2,1	4,8	1,0	1,0	17	17	1	1	2,7	2,1	4,8	375,8	425,0	349,0	404,8	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0
Отвод-ТК8	89	34,0	47,0	30,0	34,8	4920	100	100	26,6	19,7	46,3	0,9	0,9	90	90	1,5	1,5	35,9	26,6	62,5	177,0	200,2	140,0	162,4	0,1	0,1	10	10	11,3	9,2	20,5	83,0	20,6	16,1	36,7
Отвод ТК8-отвод К437	273	63,2	87,4	56,4	65,4	4920	459	459	226,9	169,9	396,8	0,9	0,9	413,1	413,1	1,3	1,3	265,4	198,8	464,2	375,0	424,1	322,0	373,5	0,1	0,1	45,9	45,9	110,1	97,0	207,1	671,4	148,7	125,9	274,6
Отвод-К437	89	34,0	47,0	30,0	34,8	4920	115	115	30,6	22,6	53,2	0,9	0,9	103,5	103,5	1,5	1,5	41,3	30,6	71,8	177,0	200,2	140,0	162,4	0,1	0,1	11,5	11,5	13,0	10,6	23,6	95,4	23,7	18,5	42,2
Отвод К437-отвод ТК10	273																																		

Расчет затрат на замену изношенных сетей котельной №2 ФКП "ГКНИПАС" за отопительный период

Неп/п	Диам. мм	Длина заменяемых/изолируемых участков, м		Стоимость материалов руб/п.м	Общие затраты на замену/изоляция с учетом монтажа руб	Непроизводительные пот. теплопр. и арматуры Гкал	Непроизводительные пот. теплопр. и арматуры руб	Срок окупаемости г.	Примечание
	наруж.	прям.	обрат.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
TK2-TK3	273	56	56	1400	313600	33,5	50250	6,2	Замена
TK3-TK	273	167	167	1400	935200	138,9	208350	4,5	Замена
TK4-TK	133	62	62	1000	248000	28,7	43050	5,8	Замена
TK-TK	133	175	175	1000	700000	70,8	106200	6,6	Замена
TK5-TK	133	110	110	1000	440000	38,7	58050	7,6	Замена
TK4-отвод K40	133	184	184	1000	368000	64,8	97200	3,8	Замена
TK6-TK7	273	38	38	1400	106400	22,7	34050	3,1	Замена
TK-отвод К"Б"	273	110	110	1400	616000	19,0	28500	21,6	Замена
Отвод-К"Б"	57	93	93	800	297600	18,1	27150	11,0	Замена
Отвод К"Б"-отвод ТК8	273	52	52	1400	291200	35,2	52800	5,5	Замена
Отвод-ТК8	89	100	100	900	360000	36,7	55050	6,5	Замена
Отвод ТК8-отвод K437	273	459	459	1400	2570400	274,6	411900	6,2	Замена
Отвод-K437	89	115	115	900	207000	42,2	63300	3,3	Замена
Отвод K437-отвод ТК10	273	167	167	1400	935200	138,9	208350	4,5	Замена
TK9-отвод K48	219	74	74	1200	177600	39,8	59700	3,0	Замена
Отвод K48-водонасосная	57	142	142	800	227200	36,7	55050	4,1	Замена
Сумма:		2 104	2 104		8 793 400	1 039	1 558 950	5,6	

Примечание:

* Труба в ППУ в оболочке из полиэтилена ($\lambda = 0,034 \text{ Вт/м}^{\circ\text{C}}$)

Мероприятие №4

Назначение ответственного лица, материальное поощрение и организация контроля за эффективным использованием ТЭР.

Основание:

Экономия денежных средств на оплату топливных энергетических ресурсов за счет эффективного и рационального их использования.

Технические характеристики:

Приказом по организации предприятию назначить за рациональное и эффективное использование ТЭР ответственное лицо.

Разработать программу стимулирования персонала за экономию ТЭР.

Возложить обязанности по своевременной разработке и контролю энергетических балансов на ответственного за эффективное и рациональное использование ТЭР.

На основании проведенных энергетических обследований обязанности по контролю за реализацией мероприятий возложить на ответственного за эффективное и рациональное использование ТЭР.

Расчеты:

1) Экономия от реализации мероприятий за год составит в денежном эквиваленте:

$$\text{Э}_д = 2608,2 \text{ тыс.руб.}$$

2) Ориентировочное сумма доплаты за месяц лицу, ответственному за эффективное и рациональное использование ТЭР составит за год:

$$\text{З}_о = 5,0 \times 12 = 60,0 \text{ тыс руб.}$$

Назначение ответственного лица, материальное поощрение и организация контроля за эффективным использованием ТЭР.

$$\text{Э}_д = 2608,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$\text{З} = 60,0$$

*Экономия при реализации всех мероприятий

Приложение № 1
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Саморегулируемая организация Ассоциация энергоаудиторов «Контроль
Энергоэффективности»
(полное название саморегулируемой организации в области энергетических обследований)

СРО-Э-038, 16.12.2010
(номер и дата регистрации в государственном реестре саморегулируемых организаций в области энергетических обследований)

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоаудит-М»
(полное наименование организации (лица), проводившего обследование)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ рег. № 2016-7-038-012-48
потребителя топливно-энергетических ресурсов

Федеральное казенное предприятие "Государственный казенный научно-
испытательный полигон авиационных систем"
(полное наименование обследованной организации)

Составлен по результатам обязательного
энергетического обследования



Генеральный директор ООО «Энергоаудит-М» Минеев
Ю.В

(должность, подпись лица, проводившего энергетическое
обследование (руководителя юридического лица,
индивидуального
предпринимателя, физического лица), и печать юридического
лица, индивидуального предпринимателя)



Директор ФКП «ГкНИПАС» Кушнир Г.А.

(должность, подпись руководителя единоличного
(коллективного) исполнительного органа организации,
заказавшей проведение энергетического обследования, или
уполномоченного им лица и печать организации)

Исполнительный директор Малахов П.В

(должность, подпись руководителя единоличного
(коллективного)
исполнительного органа саморегулируемой организации в
области энергетических обследований и печать организации)

Август 2016
(месяц, год составления паспорта)



ФЕДЕРАЛЬНОЕ КАЗЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КАЗЕННЫЙ
НАУЧНО-ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ПОЛИГОН
АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ»
ФКП «ГкНИПАС»

П Р И К А З

от 19.09.2016 № 27А

Об утверждении программы по
энергосбережению и эффективности
использования энергетических ресурсов и
назначении лица, ответственного за
энергосбережение

В целях эффективного и рационального использования энергетических ресурсов и в соответствии с Федеральным законом РФ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить программу по энергосбережению и эффективности использования энергетических ресурсов ФКП «ГкНИПАС» на 2016-2020 гг.
2. Назначить ответственным за обеспечение энергосбережения и организацию рационального использования энергетических ресурсов и воды на предприятии, за осуществление контроля за соблюдением мероприятий по энергосбережению в подразделениях, а также за соблюдением требований законодательства в области энергосбережения главного инженера Николаева Е.А.
3. Главному инженеру Е.А. Николаеву своим распоряжением определить подразделения – Исполнителей программных мероприятий и обеспечить контроль за выполнением данных мероприятий Исполнителями.
4. Приказ № 315 от 05.12.2011г. считать утратившим силу.
5. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Директор

11/17

Г.А. Кушнир

ВИЗЫ

Главный инженер

Е.А. Николаев

Главный советник

В.Ю. Бурдов

Начальник ЭМО

Л.В. Роднова

Верно: Леев

Приложение № 1
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Саморегулируемая организация Ассоциация энергоаудиторов «Контроль
Энергоэффективности»
(полное название саморегулируемой организации в области энергетических обследований)

СРО-Э-038, 16.12.2010
(номер и дата регистрации в государственном реестре саморегулируемых организаций в области энергетических обследований)

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоаудит-М»
(полное наименование организации (лица), проводившего обследование)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ рег. №
потребителя топливно-энергетических ресурсов

Федеральное казенное предприятие "Государственный казенный научно-
испытательный полигон авиационных систем"
(полное наименование обследованной организации)

Составлен по результатам обязательного
энергетического обследования

Генеральный директор ООО «Энергоаудит-М» Минеев
Ю.В.

(должность, подпись лица, проводившего энергетическое
обследование (руководителя юридического лица,
индивидуального
предпринимателя, физического лица), и печать юридического
лица, индивидуального предпринимателя)

Директор ФКП «ГкНИПАС» Кушнир Г.А.

(должность, подпись руководителя единоличного
(коллегиального) исполнительного органа организации,
заказавшей проведение энергетического обследования, или
уполномоченного им лица и печать организации)

Исполнительный директор Малахов П.В.

(должность, подпись руководителя единоличного
(коллегиального)
исполнительного органа саморегулируемой организации в
области энергетических обследований и печать организации)

Август 2016
(месяц, год составления паспорта)

Приложение № 2
к требованиям к проведению
энергетического обследования и его
результатам

Общие сведения об объекте энергетического обследования

Федеральное казенное предприятие "Государственный казенный научно-испытательный полигон авиационных систем"

(полное наименование обследованной организации)

1. Организационно-правовая форма Унитарные предприятия, основанные на праве оперативного управления [казенные предприятия]
2. Юридический адрес 140250 Московская область Воскресенский пгт. Белоозерский
3. Фактический адрес 140250 Московская область Воскресенский пгт. Белоозерский
4. Полное наименование основного общества (для дочерних (зависимых) обществ) Министерство промышленности и торговли РФ
5. Доля государственной (муниципальной) собственности, % 100
6. Реквизиты организации:
 - 6.1. ОГРН (ОГРНИП) 1035001302160
 - 6.2. ИНН 5005020218
 - 6.3. КПП (для юридических лиц) 500501001
 - 6.4. Банковские реквизиты:
 - 6.4.1. Полное наименование банка Воскресенский филиал Банка «Возрождение» (ПАО)
 - 6.4.2. БИК 044525181
 - 6.4.3 Расчетный счет 40502810700920241407
 - 6.4.4. Лицевой счет (при наличии)
7. Коды по классификаторам:
 - 7.1. Основной код по ОКВЭД 74.20.11
 - 7.2. Дополнительные коды по ОКВЭД
 - 7.3. Код по ОКОГУ
8. Ф.И.О., должность руководителя Кушнир Геннадий Александрович Директор
9. Ф.И.О., должность, телефон, факс, e-mail должностного лица, ответственного за техническое состояние оборудования
Николаев Евгений Александрович И.о. главного инженера ФКП «ГкНИПАС» 8 (495) 556-07-55 / факс 8 (495) 556-07-40
10. Ф.И.О., должность, телефон, факс, e-mail должностного лица, ответственного за энергетическое хозяйство
Николаев Евгений Александрович И.о. главного инженера ФКП «ГкНИПАС» 8 (495) 556-07-55 / факс 8 (495) 556-07-40
11. Сведения о внедрении системы энергетического менеджмента*:
 - 11.1. Дата (месяц, год) внедрения системы энергетического менеджмента
 - 11.2. Полное наименование организации, осуществившей сертификацию
 - 11.3. ИНН организации, осуществившей сертификацию
 - 11.4. Ф.И.О., должность, телефон, факс, e-mail должностного лица, ответственного за внедрение системы энергетического менеджмента в обследованной организации

* Пункты 11.1-11.4 заполняются при внедрении или наличии системы энергетического менеджмента в обследованной организации

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Предшествующие годы*				Отчетный (базовый) год** 2015
			2011	2012	2013	2014	
1	Номенклатура основной продукции (работ, услуг, деятельности)	_***	Системы и приборы летательных аппаратов	Системы и приборы летательных аппаратов	Системы и приборы летательных аппаратов	Системы и приборы летательных аппаратов	Системы и приборы летательных аппаратов
2	Код основной продукции (работ, услуг, деятельности) по ОКДП	_***	07536117	07536117	07536117	07536117	07536117
3	Номенклатура дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	_***					
4	Код дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности) по ОКДП	_***					
5	Объем производства продукции (работ, услуг, деятельности) в стоимостном выражении, всего в том числе:	тыс. руб.	370653,0	255594,0	428768,0	411520,0	494295,0
5.1	основной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	231047,6	120704,6	301653,5	350171,3	414177,7
5.2	дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	139605,4	134889,4	127114,5	61348,7	80117,3
6	Объем производства продукции (работ, услуг, деятельности) в натуральном выражении, всего в том числе:	услуга	2	2	2	2	2
6.1	основной продукции (работ, услуг, деятельности)	услуга	1	1	1	1	1
6.2	дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	услуга	1	1	1	1	1
7	Объем потребленных энергетических ресурсов (работ, услуг, деятельности) в стоимостном выражении, всего в том числе:	тыс. руб.	102958,00	141293,10	131239,10	107617,00	91642,40
7.1	на производство основной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	64179,16	66725,85	92331,36	91573,64	76788,64
7.2	на производство дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	38778,84	74567,25	38907,74	16043,36	14853,76
8	Объем потребленных энергетических ресурсов (работ, услуг, деятельности) в натуральном выражении, всего в том числе:	т у. т.	14582,116	14825,927	13346,163	9998,791	8213,234
8.1	на производство основной продукции (работ, услуг, деятельности)	т у. т.	14582,116	14825,927	13346,163	9998,791	8213,234
8.2	на производство дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	т у. т.					
9	Объем потребленной воды в стоимостном выражении, всего в том числе:	тыс. руб.	13544,8	9671,7	8050,8	7514,2	5374,5
9.1	на производство основной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	3925,1	3711,1	3696,8	2816,1	2325,5
9.2	на производство дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. руб.	9619,7	5960,6	4354,0	4698,1	3049,0
10	Объем потребленной воды в натуральном выражении, всего в том числе:	тыс. куб. м	309,031	220,663	183,683	171,440	122,623
10.1	на производство основной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. куб. м	89,553	84,670	84,345	64,25	53,058
10.2	на производство дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	тыс. куб. м	219,478	135,993	99,338	107,19	69,565
11	Энергоемкость производства основной продукции (работ, услуг, деятельности)	т у. т./ тыс. руб.	0,063	0,123	0,044	0,029	0,020
12	Энергоемкость производства дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	т у. т./ тыс. руб.	0	0	0	0	0
13	Доля платы за энергетические ресурсы и воду в объеме произведенной основной	%	29,476	58,355	31,834	26,955	19,101

	продукции (работ, услуг, деятельности)						
14	Доля платы за энергетические ресурсы и воду в объеме произведенной дополнительной продукции (работ, услуг, деятельности)	%	34,668	59,699	34,034	33,809	22,346
15	Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств	тыс. кВт	28,48	28,48	36,49	36,49	36,49
16	Суммарная среднегодовая заявленная мощность энергопринимающих устройств	тыс. кВт	3,3736	4,0504	3,1773	2,1807	2,5697
17	Среднесписочная численность работников, всего в том числе:	чел.	1017	970	889	829	825
17.1	промышленно-производственного персонала	чел.					

1 т у. т. = 29,31 ГДж

Сведения об обособленных подразделениях организации

Таблица 2

№ п/п	Наименование подразделения	Адрес местонахождения	КПП (в случае отсутствия – территориальный код ФНС России)	Среднесписочная численность	
				работников (всего), чел.	промышленно- производственного персонала, чел.

* Четыре года, предшествующих отчетному (базовому) году.

** Последний полный календарный год перед датой составления энергетического паспорта.

***Не заполняется.

Приложение № 3
к требованиям к проведению
энергетического обследования и его
результатам

Сведения об оснащенности узлами (приборами) учета*

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Количество, шт.									
		Электрической энергии		Тепловой энергии		Газа		Холодной воды		Горячей воды	
		всего	в том числе в составе АИИС**	всего	в том числе в составе АИИС**	всего	в том числе в составе АИИС**	всего	в том числе в составе АИИС**	всего	в том числе в составе АИИС**
1	Сведения об оснащенности узлами (приборами) коммерческого учета										
1.1	Количество оборудованных узлами (приборами) учета точек приема (поставки), всего в том числе:	64		6		3		52			
1.1.1	полученной от стороннего источника	7				3		13			
1.1.2	собственного производства			3				10			
1.1.3	потребленной на собственные нужды	12						17			
1.1.4	отданной субабонентам (сторонним потребителям)	45		3				12			
1.2	Количество необорудованных узлами (приборами) учета точек приема (поставки), всего в том числе:	48		4				15			
1.2.1	полученной от стороннего источника							4			
1.2.2	собственного производства			1							
1.2.3	потребленной на собственные нужды	48									
1.2.4	отданной субабонентам			3				11			

	(сторонним потребителям)										
1.3	Количество узлов (приборов) учета с нарушенными сроками поверки										
1.4	Количество узлов (приборов) учета с нарушением требований нормативной технической документации к классу точности (относительной погрешности) узла (прибора) учета										
2	Сведения об оснащенности узлами (приборами) технического учета										
2.1	Суммарное количество узлов (приборов) учета										

Рекомендации по совершенствованию систем учета энергетических ресурсов и воды

Таблица 2

Наименование ресурса	Рекомендации
Электрическая энергия	
Тепловая энергия	
Газ	
Холодная вода	
Горячая вода	

* При заполнении Таблицы 1 не допускается дублирование количества узлов (приборов) учета используемых энергетических ресурсов в разных балансовых группах (полученных от стороннего источника, собственного производства, потребленных на собственные нужды, отданных сторонним потребителям). В случае использования одних и тех же узлов (приборов) учета для разных балансовых показателей, количество указывается только в одной из балансовых групп.

** Автоматизированная информационная измерительная система.

Приложение № 4
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о потреблении энергетических ресурсов и воды и его изменениях

№ п/п	Наименование энергетического ресурса	Единица измерения	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год	Обоснование снижения или увеличения потребления энергетических ресурсов и воды
			2011	2012	2013	2014		
1	Объем потребления, за исключением потребления тепловой энергии, электрической энергии и воды собственного производства, всего в том числе:	т у. т.	14582,116	14825,927	13346,163	9998,791	8213,234	
1.1	Электрической энергии, всего	тыс. кВт·ч	11143,9	11625,6	11366,7	10402,9	9341,8	Без учета субабонентов
1.1.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. кВт·ч	11143,9	11625,6	11366,7	10402,9	9341,8	Внедрение энергосберегающих мероприятий
1.2	Тепловой энергии, всего	Гкал						
1.2.1	в том числе по узлам (приборам) учета	Гкал						
1.3	Твердого топлива*	т	35,00	25,00	20,00	15,01	10,38	Уголь
1.4	Жидкого топлива*	т	7534,10	7575,30	6574,69	4445,92	3415	Снижение выработки тепловой энергии (мазут). В 2015 имеет место потребление дизельного топлива.
1.5	Природного газа*, всего	тыс. н. куб. м						
1.5.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. н. куб. м						
1.6	Сжиженного газа*, всего	тыс. т						
1.6.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. т						
1.7	Сжатого газа*, всего	тыс. н. куб. м						
1.7.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. н. куб. м						
1.8	Попутного нефтяного газа*, всего	тыс. н. куб. м						
1.8.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. н. куб. м						
1.9	Моторного топлива, всего в том числе:	т у. т.	404,980	431,072	413,670	317,072	311,586	
1.9.1	бензина	тыс. л	197,2	195,1	181,8	138,4	137,8	Сокращение парка автомобилей
1.9.2	керосина	тыс. л						
1.9.3	дизельного топлива	тыс. л	147,4	170,5	168,6	130,1	126,2	Сокращение парка автомобилей
1.9.4	сжиженного газа	т						
1.9.5	сжатого газа	н. куб. м						
1.9.6	твердого топлива	т						
1.9.7	жидкого топлива (кроме пунктов 1.9.1 – 1.9.4)	т						

1.10	Воды, всего	тыс. куб. м	35,693	33,260	31,394	40,590	22,389	Сокращение персонала и объёма работ
1.10.1	в том числе по узлам (приборам) учета	тыс. куб. м	35,693	33,260	31,394	40,590	22,389	
1.11	Иных энергетических ресурсов	т у. т.						
2	Объем потребления энергетических ресурсов (воды), произведенных для потребления на собственные нужды							
2.1	Электрической энергии, всего	тыс. кВт·ч						
2.1.1	в том числе с использованием возобновляемых источников энергии	тыс. кВт·ч						
2.2	Тепловой энергии, всего	Гкал						Без учета субабонентов. Уменьшение потребления ТЭ абонентами в связи со строительством собственных котельных
2.2.1	в том числе с использованием возобновляемых источников энергии	Гкал						
2.3	Воды, всего	тыс. куб. м	273,338	187,403	152,289	130,85	100,234	Сокращение персонала и объёма работ
	Итого потребление энергетических ресурсов, произведенных для потребления на собственные нужды, с использованием возобновляемых источников энергии	т у. т.						

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Кроме моторного топлива (пункт 1.9).

Приложение № 5
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения по балансу электрической энергии и его изменениях

(в тыс. кВт·ч)

№ п/п	Статья	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Приход										
1.1	Сторонний источник	73377,1	76173,9	73867,5	70757,2	69824,3	69824,3	69677,4			
1.2	Собственное производство										
	Итого суммарный приход	73377,1	76173,9	73867,5	70757,2	69824,3	69824,3	69677,4			
2	Расход										
2.1	На собственные нужды, всего в том числе:	9148,1	9553,7	9139,6	8067,9	7037,6	7037,6	6890,7			
2.1.1	производственный (технологический) расход	9148,1	9553,7	9139,6	8067,9	7037,6	7037,6	6890,7			
2.1.2	хозяйственные нужды										
2.1.3	электрическое отопление										
2.1.4	электрический транспорт**										
2.1.5	прочие собственные нужды										
2.2	Субабоненты (сторонние потребители)	62233,2	64548,3	62500,8	60354,3	60482,5	60482,5	60482,5			
2.3	Фактические (отчетные) потери, всего в том числе:	1995,8	2071,9	2227,1	2335,0	2304,2	2304,2	2304,2			
2.3.1	технологические потери, всего в том числе:	1995,8	2071,9	2227,1	2335,0	2304,2	2304,2	2304,2			
	условно-постоянные										
	нагрузочные	1995,8	2071,9	2227,1	2335,0	2304,2	2304,2	2304,2			
	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета										
2.3.2	нерациональные потери										
	Итого суммарный расход	73377,1	76173,9	73867,5	70757,2	69824,3	69824,3	69677,4			
3	Потенциал энергосбережения электрической энергии					146,86	146,86				

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

** Вид транспорта, использующий в качестве источника энергии электричество.

к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения по балансу тепловой энергии и его изменениях

(в Гкал)

№ п/п	Статья	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Приход										
1.1	Сторонний источник										
1.2	Собственное производство, всего в том числе:	54137,7 6	56800,6 3	51566,1 5	34814,4 1	26846,3 0	25678,7 8	27112,9 5			
1.2.1	электрическое отопление										
	Итого суммарный приход	54137,7 6	56800,6 3	51566,1 5	34814,4 1	26846,3 0	25678,7 8	27112,9 5			
2	Расход										
2.1	Технологические расходы, всего в том числе:	4628,78	4856,44	4408,91	2976,62	2295,43	1464,52	1791,31			
2.1.1	пара, из них контактным (острым) способом	4628,78	4856,44	4408,91	2976,62	2295,43	1464,52	1791,31			
2.1.2	горячей воды										
2.2	Отопление и вентиляция, всего в том числе:	25329,7 9	25843,7 4	27942,5 4	25397,5 5	19440,2 8	19421,8 1	20754,4 3			
2.2.1	калориферы воздушные										
2.3	Горячее водоснабжение										
2.4	Субабоненты (сторонние потребители)	15592,9 4	17091,8 8	12588,4 7	1966,59	1660,83	1680,92	1680,65			
2.5	Суммарные сетевые потери	8586,25	9008,57	6626,23	4473,65	3449,76	3111,53	2886,56			
	Итого производственный расход	54137,7 6	56800,6 3	51566,1 5	34814,4 1	26846,3 0	25678,7 8	27112,9 5			
2.6	Нерациональные потери в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения										
	Итого суммарный расход	54137,7 6	56800,6 3	51566,1 5	34814,4 1	26846,3 0	25678,7 8	27112,9 5			
3	Потенциал энергосбережения тепловой энергии										

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 7
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения по балансу потребления котельно-печного топлива и его изменениях

Таблица 1

(в т у. т.)

№ п/п	Статья	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Приход										
1.1	Твердого топлива	30,35	21,68	17,34	13,01	9,00	8,61	9,09			
1.1.1	Уголь	30,35	21,68	17,34	13,01	9,00	8,61	9,09			
1.2	Жидкого топлива	10321,7 0	10378,1 6	9007,33	6090,91	4697,00	4492,73	4743,66			
1.2.1	Мазут	10321,7 0	10378,1 6	9007,33	6090,91	4342,00	4153,17	4385,13			
1.2.2	Дизельное топливо	0	0	0	0	355	339,56	358,53			
1.3	Природного газа										
1.4	Сжиженного газа										
1.4.1											
1.5	Сжатого газа										
1.5.1											
1.6	Попутного нефтяного газа										
	Итого суммарный приход	10352,0 5	10399,8 4	9024,67	6103,92	4706,00	4501,34	4752,75			
2	Расход										
2.1	Технологическое использование, всего в том числе:										
2.1.1	нетопливное использование (в виде сырья)										
2.1.2	нагрев										
2.1.3	сушка										
2.1.4	обжиг (плавление, отжиг)										
2.1.5	бытовое использование										
2.2	На выработку тепловой энергии, всего в том числе:	10352,0 5	10399,8 4	9024,67	6103,92	4706,00	4501,34	4752,75			
2.2.1	в котельной	10352,0 5	10399,8 4	9024,67	6103,92	4706,00	4501,34	4752,75			
2.2.2	в собственной ТЭС (включая выработку электрической энергии)										
	Итого суммарный расход	10352,0 5	10399,8 4	9024,67	6103,92	4706,00	4501,34	4752,75			
3	Потенциал энергосбережения котельно-печного топлива					132,98	132,98	132,98			

1 т. у. т. = 29,31 ГДж

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Сведения по выбросам CO₂-эквивалента
при использовании топливно-энергетических ресурсов за отчетный (базовый) год

Таблица 2

№ п/п	Наименование топливно- энергетического ресурса (ТЭР)	Количество, т у. т.	Вид экономической деятельности*	Переводной коэффициент	Количество CO ₂ -эквивалента, т
1.1	твердое топливо (кроме моторного топлива)	9,00			29,070
1.1.1	Уголь	9,00	74.20.11	3,23	29,070
1.2	жидкое топливо (кроме моторного топлива)	4697,00			10583,270
1.2.1	Мазут	4342,00	74.20.11	2,26	9812,920
1.2.2	Дизельное топливо	355	74.20.11	2,17	770,35
1.3	природный газ				
1.3.1					
1.4	сжиженный газ				
1.4.1					
1.5	сжатый газ				
1.5.1					
1.6	попутный нефтяной газ				
1.6.1					
1.7	моторное топливо: бензин	208	74.20.11	1,54	320,32
1.7.1					
1.8	моторное топливо: керосин				
1.8.1					
1.9	моторное топливо: дизельное топливо	188	74.20.11	1,88	353,44
1.9.1					
1.10	моторное топливо: сжиженный газ				
1.10. 1					
1.11	моторное топливо: сжатый газ				
1.11. 1					
1.12	моторное топливо: твердое топливо				
1.12. 1					
1.13	моторное топливо: жидкое топливо (кроме бензина, керосина,				

	дизельного топлива, сжиженного газа)				
1.13. 1					
	Итого использование ТЭР в отчетном (базовом) году	5102,00			11286,100
2.1	твердое топливо (кроме моторного топлива)				
2.1.1					
2.2	жидкое топливо (кроме моторного топлива)				
2.2.1					
2.3	природный газ				
2.3.1					
2.4	сжиженный газ				
2.4.1					
2.5	сжатый газ				
2.5.1					
2.6	попутный нефтяной газ				
2.6.1					
2.7	моторное топливо: бензин				
2.7.1					
2.8	моторное топливо: керосин				
2.8.1					
2.9	моторное топливо: дизельное топливо				
2.9.1					
2.10	моторное топливо: сжиженный газ				
2.10. 1					
2.11	моторное топливо: сжатый газ				
2.11. 1					
2.12	моторное топливо: твердое топливо				
2.12. 1					
2.13	моторное топливо: жидкое топливо (кроме бензина, керосина, дизельного топлива, сжиженного газа)				
2.13.					

1					
	Итого снижение объемов потребления ТЭР за отчетный период				

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Указывается код вида экономической деятельности по ОКВЭД, для осуществления которой используется ТЭР. Если ТЭР используется для осуществления нескольких видов экономической деятельности, коды по ОКВЭД указываются через запятую.

** Не заполняется.

*** Расчет снижения выбросов определяется по приведенному в энергетическом паспорте потенциалу энергосбережения.

Сведения по выбросам CO₂-эквивалента
при использовании топливно-энергетических ресурсов и его изменениях*

Таблица 3

№ п/п	Наименование топливно-энергетического ресурса	Количество CO ₂ -эквивалента, т**									
		предшествующие годы				отчетный (базовый) год	прогноз на последующие годы***				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1.1	твердое топливо (кроме моторного топлива)	98,03	70,03	56,01	42,02	29,070	27,81	29,36			
1.2	жидкое топливо (кроме моторного топлива)	23327,04	23454,64	20356,57	13765,46	10583,27	10123,01	10688,40			
1.3	природный газ										
1.4	сжиженный газ										
1.5	сжатый газ										
1.6	попутный нефтяной газ										
1.7	моторное топливо: бензин	459,77	454,71	423,89	322,69	320,32	321,08	321,08			
1.8	моторное топливо: керосин										
1.9	моторное топливо: дизельное топливо	412,72	477,40	472,08	364,28	353,44	353,44	353,44			
1.1 0	моторное топливо: сжиженный газ										
1.1 1	моторное топливо: сжатый газ										
1.1 2	моторное топливо: твердое топливо										
1.1 3	моторное топливо: жидкое топливо (кроме бензина, керосина, дизельного топлива, сжиженного газа)										
	Итого	24297,56	24456,78	21308,55	14494,45	11286,10 0	10825,34	11392,28			
2.1	Превышение над установленным лимитом по выбросам CO ₂ -эквивалента										
2.2	Утилизация выбросов (в т. ч. полезная)										
2.3	Плата за выбросы, тыс. руб.										
2.2	Утилизация выбросов (в т. ч. полезная)										
2.3	Плата за выбросы, тыс. руб.										

Допустимые топливно-энергетические ресурсы:

- твердое топливо (кроме моторного топлива);
- жидкое топливо (кроме моторного топлива);
- природный газ;
- сжиженный газ;
- сжатый газ;
- попутный нефтяной газ;
- моторное топливо: бензин;
- моторное топливо: керосин;
- моторное топливо: дизельное топливо;
- моторное топливо: сжиженный газ;
- моторное топливо: сжатый газ;

- моторное топливо: твердое топливо;
- моторное топливо: жидкое топливо (кроме бензина, керосина, дизельного топлива, сжиженного газа).

* По электрической энергии расчет не производится.

** Расчет производится с методикой «Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006 г.».

*** Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 8
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения об использовании моторного топлива

№ п/п	Вид транспортного средства, предназначение оборудования**	Наименование (марка) транспортного средства, оборудования	Коли- чество единиц транспорт ных средств, оборудова- ния	Грузо- подъем ность, т, пассажи ровмести мость, чел.	Объем грузо перевозок, тыс. т-км, тыс. пасс- км. ***	Сведения об использовании моторного топлива за отчетный (базовый) год*								
						№ п/п	вид использо ванного топлива, электрическа я энергия	способ измерения расхода топлива (электри ческой энергии)	удельный расход топлива и электрической энергии, л/100 км, л/моточас, т/100 км, т/моточас, н. куб. м/100 км, н. куб. м/моточас, кВт·ч/100 км, кВт·ч/моточас		пробег, тыс. км, отработано, моточас	количество топлива и электрической энергии, тыс. л, т, н. куб. м, тыс. кВт·ч		потери топлива и электри ческой энергии, тыс. л, т, н. куб. м, тыс. кВт·ч
									норма- тивный	факти- ческий		получе- нного	израсходо- ванного	
1	Сухопутный	ЛИАЗ 525636	1	21 чел.	424,242 тыс. пасс.*к м	1	Д/т	одометр	44 л\100 км	42,2 л\100 км	20,202 тыс. км	8,530 тыс. л	8,530 тыс. л	
2	Сухопутный	ЛИАЗ 525636	1	21 чел.	314,895 тыс. пасс.*к м	1	Д/т	одометр	44 л\100 км	43,9 л\100 км	14,995 тыс. км	6,590 тыс. л	6,590 тыс. л	
3	Сухопутный	ПАЗ 4234	1	21 чел.	498,225 тыс. пасс.*к м	1	Д/т	одометр	23 л\100 км	26,3 л\100 км	23,725 тыс. км	6,245 тыс. л	6,245 тыс. л	
4	Сухопутный	ПАЗ 3205	1	21 чел.	498,792 тыс. пасс.*к м	1	Аи-92	одометр	40,7 л\100 км	34,0 л\100 км	23,752 тыс. км	8,070 тыс. л	8,070 тыс. л	
5	Сухопутный	ПАЗ 4230-02	1	29 чел.	561,701 тыс. пасс.*к м	1	Д/т	одометр	24,5 л\100 км	27,4 л\100 км	19,369 тыс. км	5,300 тыс. л	5,300 тыс. л	
6	Сухопутный	ГАЗ 32400000013	1	8 чел.	183,728 тыс. пасс.*к	1	Аи-92	одометр	19,6 л\100 км	21,3 л\100 км	22,966 тыс. км	4,895 тыс. л	4,895 тыс. л	

					М									
7	Сухопутный	ГАЗ 322100	1	8 чел.	213,48 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	19,6 л\100 км	19,9 л\100 км	26,685 тыс. км	5,304 тыс. л	5,304 тыс. л	
8	Сухопутный	ГАЗ 322132	1	13 чел.	551,772 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	17,6 л\100 км	15,7 л\100 км	42,444 тыс. км	6,649 тыс. л	6,649 тыс. л	
9	Сухопутный	ГАЗ-310200	1	4 чел.	136,748 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	13,8 л\100 км	15,9 л\100 км	34,187 тыс. км	5,441 тыс. л	5,441 тыс. л	
10	Сухопутный	НИССАН- ТЕАНА	1	4 чел.	124,560 тыс. пасс.*к М	1	Аи-95	одометр	18 л\100 км	18,9 л\100 км	31,14 тыс. км	5,871 тыс. л	5,871 тыс. л	
11	Сухопутный	НИССАН- ТЕАНА	1	4 чел.	98,752 тыс. пасс.*к М	1	Аи-95	одометр	18 л\100 км	20,2 л\100 км	24,688 тыс. км	4,976 тыс. л	4,976 тыс. л	
12	Сухопутный	НИССАН- АЛЬМЕРА	1	4 чел.	34,508 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	12 л\100 км	42,4 л\100 км	8,627 тыс. км	3,661 тыс. л	3,661 тыс. л	
13	Сухопутный	ВАЗ 233100	1	4 чел.	157,960 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	13 л\100 км	12,8 л\100 км	39,49 тыс. км	5,045 тыс. л	5,045 тыс. л	
14	Сухопутный	ГАЗ-3221	1	8 чел.	181,080 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	17,6 л\100 км	13,4 л\100 км	22,635 тыс. км	3,024 тыс. л	3,024 тыс. л	
15	Сухопутный	ГАЗ-310290	1	4 чел.	168,040 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	13,8 л\100 км	13,3 л\100 км	42,01 тыс. км	5,568 тыс. л	5,568 тыс. л	
16	Сухопутный	УАЗ-315192	1	4 чел.	64,992 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	18,4 л\100 км	18,7 л\100 км	16,248 тыс. км	3,038 тыс. л	3,038 тыс. л	
17	Сухопутный	УАЗ-220695	1	4 чел.	93,900 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	19,3 л\100 км	18,8 л\100 км	23,475 тыс. км	4,416 тыс. л	4,416 тыс. л	
18	Сухопутный	УАЗ-396259	1	4 чел.	54,312 тыс. пасс.*к М	1	Аи-92	одометр	19,3 л\100 км	19,8 л\100 км	13,578 тыс. км	2,691 тыс. л	2,691 тыс. л	
19	Сухопутный	УАЗ-39094	1	0,5 тонн	7,456	1	Аи-92	одометр	19,3	18,4	14,911 тыс.	2,750	2,750	

					тыс. т*км				л\100 км	л\100 км	км	тыс. л	тыс. л	
20	Сухопутный	ВИС-234500	1	0,5 тонн	23,602 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	11 л\100 км	11,0 л\100 км	47,203 тыс. км	5,215 тыс. л	5,215 тыс. л	
21	Сухопутный	ГАЗ-330210	1	1,5 тонн	19,530 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	19,6 л\100 км	19,8 л\100 км	13,02 тыс. км	2,572 тыс. л	2,572 тыс. л	
22	Сухопутный	ГАЗ-2705	1	1,5 тонн	49,497 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	17,6 л\100 км	15,5 л\100 км	32,998 тыс. км	5,125 тыс. л	5,125 тыс. л	
23	Сухопутный	ГАЗ-3302	1	1,5 тонн	33,056 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	21 л\100 км	20,0 л\100 км	22,037 тыс. км	4,411 тыс. л	4,411 тыс. л	
24	Сухопутный	ГАЗ-3302	1	1,5 тонн	27,539 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	21 л\100 км	25,4 л\100 км	18,359 тыс. км	4,671 тыс. л	4,671 тыс. л	
25	Сухопутный	ГАЗ-3302	1	1,5 тонн	68,459 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	21 л\100 км	18,2 л\100 км	45,639 тыс. км	8,300 тыс. л	8,300 тыс. л	
26	Сухопутный	УАЗ-390945	1	1 тонн	1,240 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	19,3 л\100 км	26,2 л\100 км	1,24 тыс. км	0,325 тыс. л	0,325 тыс. л	
27	Сухопутный	УАЗ-396255	1	1 тонн	15,540 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	18,7 л\100 км	18,1 л\100 км	15,54 тыс. км	2,810 тыс. л	2,810 тыс. л	
28	Сухопутный	УАЗ-390945	1	1 тонн	17,279 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	19,3 л\100 км	21,8 л\100 км	17,279 тыс. км	3,760 тыс. л	3,760 тыс. л	
29	Сухопутный	ЗИЛ-131А	1	3,5 тонн	20,272 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	49,6 л\100 км	48,9 л\100 км	5,792 тыс. км	2,835 тыс. л	2,835 тыс. л	
30	Сухопутный	ЗИЛ-45021	1	5 тонн	33,965 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	44,8 л\100 км	52,0 л\100 км	6,793 тыс. км	3,530 тыс. л	3,530 тыс. л	
31	Сухопутный	ЗИЛ-45065	1	5 тонн	67,985 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	42,5 л\100 км	42,2 л\100 км	13,597 тыс. км	5,735 тыс. л	5,735 тыс. л	
32	Сухопутный	ЗИЛ 131Н	1	3,5 тонн	34,125 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	49,6 л\100 км	47,8 л\100 км	9,75 тыс. км	4,665 тыс. л	4,665 тыс. л	
33	Сухопутный	ЗИЛ-431410	1	5 тонн	39,040 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	37,5 л\100 км	37,7 л\100 км	7,808 тыс. км	2,945 тыс. л	2,945 тыс. л	
34	Сухопутный	ГАЗ 66 11	1	2 тонн	17,910 тыс. т*км	1	Аи-92	одометр	34,1 л\100 км	32,2 л\100 км	8,955 тыс. км	2,880 тыс. л	2,880 тыс. л	
35	Сухопутный	МАЗ-543240	1	20 тонн	474,220 тыс. т*км	1	Д/т	одометр	30,8 л\100 км	39,8 л\100 км	23,711 тыс. км	9,445 тыс. л	9,445 тыс. л	

36	Сухопутный	МАЗ 500А	1	20 тонн	130,440 тыс. т*км	1	Д/т	одометр	33 л\100 км	47,1 л\100 км	6,522 тыс. км	3,070 тыс. л	3,070 тыс. л	
37	Сухопутный	КРАЗ 250	1	7 тонн	109,949 тыс. т*км	1	Д/т	одометр	46,2 л\100 км	50,1 л\100 км	15,707 тыс. км	7,865 тыс. л	7,865 тыс. л	
38	Сухопутный	ГАЗ 66	1	2 тонн	17,854 тыс. т*км	1	Д/т	одометр	22 л\100 км	22,1 л\100 км	8,927 тыс. км	1,970 тыс. л	1,970 тыс. л	
39	Сухопутный	Экскаватор ЭБП-5	1			1	Д/т	одометр	5,5 л\мотор ас	5,2 л\мотор ас	868,6 мотчас	4,560 тыс. л	4,560 тыс. л	
40	Сухопутный	Экскаватор ЕК-1200	1			1	Д/т	одометр	7 л\мотор ас	6,5 л\мотор ас	1120,6 мотчас	7,284 тыс. л	7,284 тыс. л	
41	Сухопутный	Автогрейдер СДМ-25 АМ	1			1	Д/т	одометр	10 л\мотор ас	10,0 л\мотор ас	281,9 мотчас	2,819 тыс. л	2,819 тыс. л	
42	Сухопутный	Автогрейдер ТМ-59	1			1	Д/т	одометр	5,3 л\мотор ас	5,0 л\мотор ас	344 мотчас	1,720 тыс. л	1,720 тыс. л	
43	Сухопутный	Тепловоз ТГМ 23-В	1			1	Д/т	одометр	22 л\мотор ас	22 л\мотор ас	162,3 мотчас	3,570 тыс. л	3,570 тыс. л	
44	Сухопутный	ЗИЛ-431412	1			1	Аи-92	одометр	37,5 л\100 км	90,5 л\100 км	4,140 тыс. км	3,748 тыс. л	3,748 тыс. л	
45	Сухопутный	ЗИЛ-130	1			1	Аи-92	одометр	37,5 л\100 км	109,5 л\100 км	0,976 тыс. км	1,069 тыс. л	1,069 тыс. л	
46	Сухопутный	Автомобиль скорой медицинской помощи	1			1	Аи-92	одометр	17,2 л\100 км	20,9 л\100 км	13,217 тыс. км	2,760 тыс. л	2,760 тыс. л	
47	Сухопутный	ВС-18,01-ЭИ	1			1	Аи-92	одометр	33,6 л\100 км	52,6 л\100 км	8,890 тыс. км	4,676 тыс. л	4,676 тыс. л	
48	Сухопутный	ЗИЛ 131	1			1	Аи-92	одометр	65 л\100 км	114,8 л\100 км	2,435 тыс. км	2,795 тыс. л	2,795 тыс. л	
49	Сухопутный	ГАЗ 330700	1			1	Аи-92	одометр	28,3 л\100 км	34,0 л\100 км	9,801 тыс. км	3,333 тыс. л	3,333 тыс. л	
50	Сухопутный	ГАЗ-47957	1			1	Д/т	одометр	34,1 л\100 км	25,8 л\100 км	29,801 тыс. км	7,700 тыс. л	7,700 тыс. л	
51	Сухопутный	КАМАЗ АС-5,0-40	1			1	Д/т	одометр	42 л\100 км	96,8 л\100 км	4,565 тыс. км	4,420 тыс. л	4,420 тыс. л	
52	Сухопутный	КАМАЗ 43-14589902	1			1	Д/т	одометр	40 л\100 км	99,5 л\100 км	13,141 тыс. км	13,080 тыс. л	13,080 тыс. л	
53	Сухопутный	КС-45717 к-1	1			1	Д/т	одометр	41 л\100 км	145,7 л\100 км	8,026 тыс. км	11,690 тыс. л	11,690 тыс. л	
54	Сухопутный	Трактор К-700	1			1	Д/т	одометр	15,5 л\мотор ас	15,5 л\мотор ас	178,7 мотчас	2,770 тыс. л	2,770 тыс. л	
55	Сухопутный	Трактор МТЗ 550	1			1	Д/т	одометр	7,5	7,5	481 мотчас	3,610	3,610	

									л\мотор ас	л\мотор ас		тыс. л	тыс. л	
56	Сухопутный	Трактор ЛКТ 81	1			1	Д/т	одометр	7 л\мотор ас	7,0 л\мотор ас	182 мотчас	1,275 тыс. л	1,275 тыс. л	
57	Сухопутный	Трактор Беларусь 82,1-СМ	1			1	Д/т	одометр	7,5 л\мотор ас	7,5 л\мотор ас	471,7 мотчас	3,530 тыс. л	3,530 тыс. л	
58	Сухопутный	Трактор Т150 К	1			1	Д/т	одометр	10 л\мотор ас	10,0 л\мотор ас	532 мотчас	5,320 тыс. л	5,320 тыс. л	
59	Сухопутный	Трактор Т150К	1			1	Д/т	одометр	10 л\мотор ас	10,0 л\мотор ас	414,5 мотчас	4,145 тыс. л	4,145 тыс. л	
60	Сухопутный	Трактор МТЗ 550	1			1	Д/т	одометр	7,5 л\мотор ас	7,5 л\мотор ас	424 мотчас	3,180 тыс. л	3,180 тыс. л	
61	Сухопутный	Трактор МТЗ 550	1			1	Д/т	одометр	7,5 л\мотор ас	7,5 л\мотор ас	586,7 мотчас	4,400 тыс. л	4,400 тыс. л	

* Сведения об использовании электрической энергии указываются только по электрическому транспорту.

** Вид транспортного средства (предназначение оборудования) указывается в зависимости от среды, в которой транспортное средство (оборудование) выполняет свои функции (сухопутный, воздушный, водный и космический).
Возможно совмещение сред (амфибии, летающие лодки, экранопланы, суда на воздушной подушке и др.).

*** Указывается для транспортных средств, осуществляющих грузо- и пассажиро- перевозки.

Приложение № 9
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения по балансу воды и его изменениях

(в тыс. куб. м)

№ п/п	Статья	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Приход										
1.1	Сторонний источник	35,693	33,260	31,394	40,590	22,389	12,030	5,932			
1.2	Собственное производство	289,256	201,188	164,456	145,340	117,598	139,037	119,565			
	Итого суммарный приход	324,949	234,448	195,850	185,930	139,987	151,067	125,497			
2	Расход										
2.1	Расход на собственные нужды, всего в том числе:	309,031	220,663	183,683	171,44	122,623	133,703	108,133			
2.1.1	производственный (технологический) расход	309,031	220,663	183,683	171,44	122,623	133,703	108,133			
2.1.2	хозяйственно-питьевые нужды										
2.2	Субабоненты (сторонние потребители)	15,918	13,785	12,167	14,49	17,364	17,364	17,364			
2.3	Суммарные сетевые потери										
	Итого производственный расход	324,949	234,448	195,850	185,93	139,987	151,067	125,497			
2.4	Нерациональные потери в системах водоснабжения										
	Итого суммарный расход	324,949	234,448	195,850	185,93	139,987	151,067	125,497			
3	Потенциал энергосбережения воды										

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 10
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов

Таблица 1

№ п/п	Наименование и источник вторичного (теплового) энергетического ресурса (далее – ВЭР)	Характеристики ВЭР					Годовой выход ВЭР, Гкал	Годовое фактическое использование, Гкал	Примечание
		фазовое состояние	расход куб. м/ч	давление, МПа	темпе- ратура, °С	характерные загрязнители, их концен- трация, %			
1									
	Итого								

* Не заполняется.

Сведения об использовании альтернативных (местных) топлив и возобновляемых источников энергии

Таблица 2

№ п/п	Наименование альтернативного (местного) или возобновляемого вида ТЭР	Основные характеристи ки	Теплотворная способность, ккал/кг	Годовая наработка энергоустановки, ч	КПД энерго- установки, %	Годовой фактический выход энергии за отчетный (базовый) год		Примечание
						по тепловой энергии, Гкал	по электрической энергии, МВт·ч	
1								
	Итого							

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Не заполняется.

Приложение № 11
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Показатели использования электрической энергии на цели освещения

Таблица 1

№ п/п	Наименование здания (строения, сооружения)	Количество и установленная мощность светильников						Суммарная установленная мощность*, кВт	Суммарный объем потребления электроэнергии, кВт·ч				
		со световой отдачей менее 35 лм/Вт		со световой отдачей от 35 до 100 лм/Вт		со световой отдачей более 100 лм/Вт			предшествующие годы				отчетный (базовый) год 2015
		шт.	кВт	шт.	кВт	шт.	кВт		2011	2012	2013	2014	
1	Внутреннее освещение, всего, в том числе:	1007	60,42	9807	720,1			780,52	1639113	1704680	1670582	1536936	1383243
1.1	Основных цехов (производств), всего, в том числе:	361	21,66	6576	482,1			503,76	1057984	1100305	1078298	992033	892830
1.1.1	Опытное производство	255	15,3	1695	123,6			138,9	291690	303358	297290	273507	246156
1.1.2	Отделение 11	36	2,16	306	10,8			12,96	27216	28305	27739	25519	22968
1.1.3	Отделение 12	0	0	3640	291,2			291,2	611520	635981	623261	573400	516060
1.1.4	Отделение 13	40	2,4	865	37,0			39,4	82786	86098	84376	77626	69863
1.1.5	Отдел 303	30	1,8	70	19,5			21,3	44772	46563	45632	41981	37783
1.2	Вспомогательных цехов (производств), всего, в том числе:	461	27,66	1688	136,3			163,96	344169	357936	350777	322714	290443
1.2.1	Химлаборатория 302	20	1,2	106	5,5			6,7	14007	14567	14276	13134	11820
1.2.2	Транспортный цех 34	13	0,78	74	9,1			9,88	20832	21665	21232	19533	17580
1.2.3	Ремонтно-механический цех 33	67	4,02	660	35,8			39,82	83580	86923	85185	78370	70533
1.2.4	Строительный цех 35	9	0,54	39	3,7			4,24	8820	9173	8989	8270	7443
1.2.5	Цех паросилового хозяйства 32	275	16,5	475	66,3			82,8	173922	180879	177261	163080	146772
1.2.6	Отдел 307 (АТС)	17	1,02	237	9,6			10,62	22218	23107	22645	20833	18750
1.2.7	Лесхоз	60	3,6	97	6,3			9,9	20790	21622	21189	19494	17545
1.3	Административно-бытовых корпусов (АБК), всего, в том числе:	185	11,10	1543	101,7			112,80	236960	246439	241507	222189	199970
1.3.1	Отдел научно-технической информации, стандартизации и патентоведения	2	0,12	116	4,6			4,72	9954	10352	10145	9334	8400
1.3.2	Бюро охраны труда	0	0	73	2,1			2,1	4368	4543	4452	4096	3686
1.3.3	Бюро экологии и природопользования	0	0	12	0,5			0,5	1050	1092	1070	985	886
1.3.4	Энергомеханический отдел	0	0	138	10,1			10,1	21168	22015	21574	19848	17864
1.3.5	Столовая	0	0	513	41,0			41,0	86184	89631	87839	80812	72730
1.3.6	ЛОК "Здоровье"	85	5,1	169	5,2			10,3	21525	22386	21938	20183	18165
1.3.7	Отдел безопасности	0	0	20	1,4			1,4	2940	3058	2996	2757	2481
1.3.8	Отдел капстроительства	3	0,18	9	0,8			0,98	2142	2228	2183	2008	1808
1.3.9	Административно-хозяйственный отдел	3	0,18	7	0,3			0,48	1008	1048	1027	945	851
1.3.10	Отдел снабжения	66	3,96	180	23,3			27,26	57246	59536	58345	53678	48310
1.3.11	Бухгалтерия	2	0,12	91	4,7			4,82	10164	10571	10359	9530	8577

1													
1.3.1 2	Отдел главного технолога	6	0,36	9	0,2			0,56	1277	1328	1301	1197	1077
1.3.1 3	Бюро оформления документации	0	0	12	0,5			0,5	1008	1048	1027	945	851
1.3.1 4	Первый отдел	0	0	152	6,1			6,1	12768	13279	13013	11972	10775
1.3.1 5	ВОХР	18	1,08	42	0,9			1,98	4158	4324	4238	3899	3509
2	Наружное освещение			72	18			18	94608	98392	96424	88711	79839
	Итого	1007	60,42	9879	738,1			798,52	1733721	1803072	1767006	1625647	1463082

Перечень систем освещения и показатели энергетической эффективности использования электрической энергии на цели наружного освещения площадок предприятий, населенных пунктов и автомобильных дорог вне населенных пунктов*

Таблица 2

№ п/п	Наименовани е системы освещения	Тип освещаемой поверхности**	Нормирован ная средняя горизонтальная освещенность покрытий	Соответствие фактической средней горизонтальной освещенности нормативной (да/нет)	Наличие системы управления освещением (да/нет)	Количество и установленная мощность светильников						Суммар ная установ ленная мощ ность, кВт	Время работы системы за год, часов	Освеща емая площадь, тыс. кв. м	Удельная мощность осветите льных устано вок, Вт/кв. м	Суммарный объем потребления электричес кой энергии за отчетный (базовый) год, тыс. кВт·ч
						со световой отдачей менее 35 лм/Вт		со световой отдачей от 35 до 100 лм/Вт		со световой отдачей более 100 лм/Вт						
						шт.	кВт	шт.	кВт	шт.	кВт					
1																
	Итого															

* Таблица 2 заполняется, если в отчетном (базовом) году совокупная мощность светильников наружного освещения обследуемого лица (при отсутствии обособленных подразделений или обособленного подразделения) превышает 20 кВт.

** Магистральные дороги, улицы общегородского значения, тротуары, пешеходные переходы, проезды, детские площадки и иные типы освещаемой поверхности

Приложение № 12
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Основные технические характеристики и потребление энергетических ресурсов основными технологическими комплексами

№ п/п	Наименование (марка) вида основного технологического комплекса	Тип	Основные технические характеристики*				Сведения о потреблении энергетических ресурсов				Примечание
			установленная мощность по электрической энергии, МВт	установленная мощность по тепловой энергии, Гкал/ч	производительность		№ п/п	вид энергетического ресурса	объем потребления за отчетный (базовый) год		
					единица измерения	значение			единица измерения	значение	
1	Опытное производство	оборудование, прочее	3,0155				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	1829197,0	
2	Управление	оборудование, прочее	0,1042				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	61327,0	
3	Химическая лаборатория 302	оборудование, прочее	0,0653				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	63004,0	
4	АХО ул. Лесная	оборудование, прочее	0,1662				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	1564,0	
5	Отделение 11	оборудование, прочее	0,0675				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	111961,0	
6	Столовая	оборудование, прочее	0,5706				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	42589,0	
7	Отдел 303	оборудование, прочее	0,6561				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	225057,0	
8	Отделение 13	оборудование, прочее	0,0892				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	127203,0	
9	Отделение 12	оборудование, прочее	3,080				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	2005305,0	
10	Цех № 32	оборудование, прочее	4,002	114,2			1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	1472665,0	
11	ВОХР	оборудование, прочее	0,0132				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	99152,0	
12	Лесхоз	оборудование, прочее	0,090				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	3915,0	
13	Отдел 307	оборудование, прочее	0,0588				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	79874,0	
14	Цех №34	оборудование, прочее	0,157				1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	147367,0	

* Сведения не заполняются для технологических комплексов, по производству, передаче и распределению электрической и тепловой энергии.

Приложение № 13
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Краткая характеристика объекта (зданий, строений и сооружений)

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Ограждающие конструкции		Общая площадь, здания, строения, сооружения, кв. м	Отапли- ваемая площадь, здания, строения, сооружения, кв. м	Отаплива- емый объем здания, строения, сооружения, куб. м	Износ здания, строения, сооружения, %	Удельная тепловая характеристика здания, строения, сооружения за отчетный (базовый) год, Вт/(куб.м·°C)		Суммарный удельный годовой расход тепловой энергии			Удельный годовой расход электри- ческой энергии на обще- домовые нужды, кВт·ч/кв. м	Класс энергети- ческой эффектив- ности
			наимено- вание конструк- ции	краткая характеристика							на отопление, вентиля- цию и горячее водоснаб- жение, кВт·ч/ (кв. м·год)	Макси- мально допусти- мые величины отклоне- ний от нормируе- мого показа- теля, %	на отопле- ние и вентиля- цию, Вт·ч/ (кв. м· °C·сут.)		
1	Здание раздаточной кладовой (сейф-склад) - отд. 303	1969	Стены	Кирпич	36	36	156	100	0,9362	0,8141	477,1	15	97,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Шифер											
2	Котельная №2 (корпус 434) - цех 32	1974	Стены	Кирпич	720	720	7560	49	0,6687	0,5815	825,7	15	168,5		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Рубероид 4-х слоев											
3	Производствен- ное помещение водонасосной станции - цех 32	1954	Стены	Кирпич	120	120	450	100	0,9362	0,8141	412,9	15	84,3		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
4	Мазутонасосна- я - цех 32	1975	Стены	Подземная часть - ж/б днище, ж/б стакан; монометалличе- ские плиты в кожухе	126	126	527	99	0,9362	0,8141	460,5	15	94,0		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/б											
5	Водонапорная башня п. Белое озеро - цех 32	1960	Стены	Кирпич	20	20	810	100	0,9362	0,8141	4458,9	15	910,0		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Металлическая											

				я											
6	Насосная фекальная станция "Белое озеро" - цех 32	1960	Стены	Кирпич	38,4	38,4	500	66	0,9362	0,8141	1433,6	15	292,6		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/б											
7	Корпус №28 (спецпрачечная) - опытное производство	1965	Стены	Кирпич	1120	1120	5520	60	0,9362	0,8141	542,6	15	110,7		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая, по ж/б плитам утепленная											
8	Корпус №21 (служебно-бытовое помещение, 3-х этажное) - опытное производство	1962	Стены	Кирпич	3024			50							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Рубероид на битуме											
9	Корпус №30 (служебно-бытовое помещение, 3-х этажное) - опытное производство	1983	Стены	Кирпич	765			38							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/б											
10	Центральная проходная №1 (здание двухэтажное) - опытное производство	1964	Стены	Силикатный кирпич	400	400	2600	61	0,5350	0,4652	409,0	15	83,5		D
			Окна	Стеклопакет пластиковый											
			Крыша	Мягкая из гипсолитов											
11	Склад строительных материалов - опытное производство	1990	Стены	Кирпич	270	270	1890	63	0,8025	0,6978	660,6	15	134,8		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/б											
12	Производственные помещения - старая мастерские - опытное производство	1954	Стены	Кирпич	397	397	1385,4	73	0,6687	0,5815	274,4	15	56,0		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
13	Административно-бытовая часть - опытное производство	1968	Стены	Кирпич	409,2	409,2	1380,8	80	0,5350	0,4652	212,3	15	43,3		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
14	Склад лесоматериалов - опытное производство	1970	Стены	Обшиты шифером	271,7			100							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Шифер											
15	Корпус 437 - опытное	1989	Стены	Панельные плиты ж/бетон	10300	10300	146960	25	0,4012	0,3489	673,2	15	137,4		D

	производство		Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (60%)											
			Крыша	Мягкая											
16	Корпус 436 «Б» (пультовая) (одноэтажное здание) - опытное производство	1979	Стены	Металлич. утепленные	450			90							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Металлическа я											
17	Корпус 436 «В» КТП (маслонасосная) (одноэтажное здание) - опытное производство	1979	Стены	Панельные плиты ж/бетон	230			90							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Рубероид 4-х слоин											
18	Ангар (Корпус 48) - отделение 11	1952	Стены	Кирпич	2973	2973	14865	63	0,6687	0,5815	393,2	15	80,2		D
			Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (20%)											
			Крыша	Мягкая, по ж/б плитам утепленная											
19	Здание АТС - отдел 307	1964	Стены	Кирпич	1600	1600	6402	61	0,5350	0,4652	251,7	15	51,4		D
			Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (30%)											
			Крыша	Мягкая											
20	Главный корпус профилактория (двухэтажное здание) - АХО	1962	Стены	Шлакоблочны е	624	624	2496	54	0,5350	0,4652	251,7	15	51,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Шифер											
21	Столовая и кухня профилактория (одноэтажное здание) (магазин) - АХО	1957	Стены	Рубленые, обшиты тесом	624	624	2496	100	0,5350	0,4652	251,7	15	51,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Шифер											
22	Баня - Лесхоз	1987	Стены	Каркасно- обшивные	28	28	96	29	0,5350	0,4652	215,7	15	44,0		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Асбоцементн ые листы											
23	Столовая №2 - Столовая	1961	Стены	Кирпич	401,5	401,5	2007	55	0,5350	0,4652	314,5	15	64,2		D
			Окна	Деревянные											

			Крыша	Бетонная совмещенная											
24	Гараж для легковых машин - Цех №34	1971	Стены	Кирпичные 380 мм	124	124	372	100	0,9362	0,8141	330,3	15	67,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая рулонная по утеплителю											
25	Здание гаража - Цех №34	1972	Стены	Кирпич	285	285	1710	100	0,8025	0,6978	566,2	15	115,6		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая рулонная по утеплителю											
26	Гараж — производственн ый корпус с административ ными- бытовыми помещениями - Цех №34	1971	Стены	Сборный ж/б	1900	1900	18000	100	0,6687	0,5815	745,0	15	152,0		D
			Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (10%)											
			Крыша	Сборные ж/б плиты, мягкая 4-х слойная											
27	Топливозаправ очный пункт - Цех №34	1971	Стены	Кирпичные 510 мм	25	25	90	75	0,5350	0,4652	226,5	15	46,2		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая рулонная											
28	Корпус 436 (инженерно- технический) - отделение 13	1979	Стены	Ж/бетон	2233	2233	6120	36	0,5350	0,4652	172,4	15	35,2		D
			Окна	Стеклопакет пластиковый											
			Крыша	Рубероид 4-х слоин											
29	Корпус 436- Б113 (2-х этажное здание) - отделение 13	1981	Стены	Кирпичные, ж/бетон	1620	1620	3580	34	0,6687	0,5815	173,8	15	35,5		D
			Окна	Стеклопакет пластиковый											
			Крыша	Рулонная 3-х слойная											
30	Корпус №29 (Нейтрализация изделий) - отделение 12	1960	Стены	Кирпич	1590	1590	14800	50	0,5350	0,4652	585,6	15	119,5		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Рулонная 3-х слойная											
31	База «СП» (2Б- 3) (одноэтажное здание) корпус №17 - отделение 12	1963	Стены	Ж/бетонные	123	123	1192	100	0,9362	0,8141	1067,0	15	217,7		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/б 5-ти слойная рубероид											
32	Корпус №12 «Б» ТБЖ (производствен ное здание) -	1958	Стены	Кирпич	363	363	1321	68	0,9362	0,8141	400,7	15	81,8		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											

	отделение 12														
33	Здание № 9 - отделение 12	1958	Стены	Ж/бетонные	78	78	234	68	0,9362	0,8141	330,3	15	67,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Шифер											
34	Здание №18 (наземное укрытие) - отделение 12	1958	Стены	Кирпич	33	33	100	68	0,9362	0,8141	333,6	15	68,1		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
35	Здание №7 (блиндаж полууглубленн ый) - отделение 12	1958	Стены	Ж/бетонные	15,7	15,7	39,3	63	0,9362	0,8141	275,6	15	56,2		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
36	Корпус №34 (измерительны й корпус) - отделение 12	1968	Стены	Кирпич	783	783	62736	71	0,9362	0,8141	8821,3	15	1800,3		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
37	Корпус 432 (2-х этажное здание) — предназначен для проведения подготовительн о- заключительны х операций с макетами изделий - отделение 12	1973	Стены	Кирпич	2590	2590	12096	50	0,5350	0,4652	293,8	15	60,0		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Совмещенная из рулонных материалов											
38	Корпус 1 «А» (сооружение для установки стационарных емкостей) - отделение 12	1962	Стены	Площадка из бетона с прямком				100							D
			Окна	Отсутствуют											
			Крыша	Ж/бетонных плит на 2-х ж/бетонных опорах и 2-х боковых стенах,											
39	Корпус 1 «Б» (сооружение для установки емкостей) - отделение 12	1962	Стены	Площадка из бетона с прямком				100							D
			Окна	Отсутствуют											
			Крыша	Ж/бетонных плит на 2-х ж/бетонных опорах и 2-х боковых стенах,											
40	Корпус №26 (здание	1963	Стены	Кирпич	297	297	1040	61	0,9362	0,8141	385,5	15	78,7		D
			Окна	Деревянные											

	одноэтажное) - отделение 12		Крыша	Мягкая											
41	Корпус №33 - отделение 12	1969	Стены	Кирпич	928	928	4241	25	0,5350	0,4652	287,5	15	58,7		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
42	Корпус № 305 «Н» (измерительны й блок) для холодных продувок на сжатом воздухе - отделение 12	1972	Стены	Сборные ж/б плиты	169			100							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
43	Корпус 433 (стенд 134) — предназначен для испытания макетов изделий - отделение 12	1973	Стены	Кирпич	591	591	4888	100	0,5350	0,4652	520,4	15	106,2		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Совмещенная											
44	Корпус 431 2-х этажный (Г-5) - отделение 12	1973	Стены	Кирпич	1806	1806	6379	49	0,5350	0,4652	222,2	15	45,4		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Из рулонных материалов											
45	Корпус №107 производственн ого назначения - отделение 12	1966	Стены	Силикатный кирпич	1580			59							D
			Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (70%)											
			Крыша	Ж/бетонная, мягкая											
46	Корпус №127 производственн ого назначения - отделение 12	1968	Стены	Ж/бетон 400мм, тамбур — силикатный кирпич;	354	354	1770	56	0,8025	0,6978	471,9	15	96,3		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
47	Корпус №109 производственн ого назначения - отделение 12	1965	Стены	Кирпич	833			54							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
48	Корпус №102 испытательный стенд - отделение 12	1963	Стены	Бетонные, кирпичные	651,6	651,6	4555	15	0,5350	0,4652	439,8	15	89,8		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
49	Корпус №106 (компрессорная) производственн ого назначения	1964	Стены	Ж/бетонные	1036			2							D
			Окна	Стеклопакет пластиковый											
			Крыша	Мягкая											

	- отделение 12														
50	Корпус №128 производственн ого назначения - отделение 12	1968	Стены	Силикатный кирпич	195			55							D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Рулонная 3-х слойная											
51	Корпус №105 производственн ого назначения - отделение 12	1964	Стены	Ж/бетонные	432	432	3024	2	0,5350	0,4652	440,4	15	89,9		D
			Окна	Стеклопакет пластиковый											
			Крыша	Мягкая											
52	Корпус №103 производственн ого назначения - отделение 12	1963	Стены	Ж/бетонные	288	288	864	100	0,5350	0,4652	188,7	15	38,5		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Мягкая											
53	Техническая позиция «Т-6» (2-х этажное здание технической позиции) - отделение 12	1971	Стены	Кирпич	569	569	4000	49	0,5350	0,4652	442,3	15	90,3		D
			Окна	Деревянные/ст еклопакет пластиковый (35%)											
			Крыша	Мягкая											
54	Трассовая мастерская (Изобильненск ий ремонтно- механический завод (РММ) - отделение 12	1980	Стены	Кирпич	600	600	4750	100	0,6687	0,5815	622,6	15	127,1		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Разборного типа											
55	СЗС-2500 КП — командный пункт - отделение 12	1959	Стены	Ж/бетонные	120	120	390	100	0,5350	0,4652	204,5	15	41,7		D
			Окна	Деревянные											
			Крыша	Ж/бетонная											
56			Стены												
			Окна												
			Крыша												

Приложение № 14
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о показателях энергетической эффективности

1. Сведения о программе энергосбережения и повышения энергоэффективности обследуемой организации (при наличии) В наличии
2. Наименование программы энергосбережения и повышения энергоэффективности ПРОГРАММА В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФЕДЕРАЛЬНОГО КАЗЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КАЗЕННЫЙ НАУЧНО-ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ПОЛИГОН АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ»
3. Дата утверждения 01.07.2014
4. Соответствие установленным требованиям Соответствует
(соответствует, не соответствует)
5. Сведения о достижении утвержденных целевых показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности Достигнуты
(достигнуты, не достигнуты)

Оценка соответствия фактических показателей паспортным и расчетно-нормативным*

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя энергетической эффективности	Единица измерения	Значение показателя		Рекомендации по улучшению показателей энергетической эффективности
			фактическое (по узлам (приборам) учета, расчетам)	расчетно-нормативное за отчетный (базовый) год	
1	По номенклатуре основной и дополнительной продукции				
1.1					
2	По видам проводимых работ				
2.1					
3	По видам оказываемых услуг				
3.1					
4	По основным энергоемким технологическим процессам				
4.1	Удельный расход топлива на производство тепловой энергии в котельных предприятия	кг у.т/Гкал	175,3	175,3	нет рекомендаций
5	По основному технологическому оборудованию				
5.1					

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Обязательно указывается удельный расход энергетических ресурсов и (или) воды для следующих лиц:

- организаций, осуществляющих производство электрической (т у. т./ тыс. кВт·ч) и (или) тепловой (т у. т./Гкал) энергии;
- организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности (отдельно по каждому регулируемому виду деятельности);
- организаций, осуществляющих передачу (транспортировку) энергетических ресурсов и воды (отдельно по каждому виду передаваемых (транспортируемых) энергетических ресурсов и воды), в том числе: для газотранспортных организаций указывается:

- товаротранспортная работа ГТС (млн куб. м·км);
- удельный расход природного газа на собственные нужды ГТС (куб. м/(млн куб. м·км));
- удельный расход энергетических ресурсов (природного газа, электрической энергии и тепловой энергии) на собственные нужды ГТС (кг у. т./(млн куб. м·км));
- - организаций осуществляющих экономическую деятельность в соответствии с кодами по ОКВЭД: 60 – 63.23.6 и ОКДП: 6000000 – 6330020 (при перевозке людей (т у. т./тыс. пасс-км); при перевозке грузов (т у. т./тыс. т-км), при осуществлении механизированных работ (т у. т./тыс. моточас)).

Перечень, описание, показатели энергетической эффективности выполненных энергоресурсосберегающих мероприятий
по годам за пять лет, предшествующих году проведения энергетического обследования,
обеспечивших снижение потребления энергетических ресурсов и воды

Таблица 2

№ п/п	Наименование мероприятия	Единица измерения	Фактическая годовая экономия	Год внедрения	Краткое описание, достигнутый энергетический эффект
	Перечень показателей энергетической эффективности выполненных энергоресурсосберегающих мероприятий, обеспечивших снижение потребления:				
1.1	Электрической энергии	тыс. кВт•ч			
1.1.1	Строительство трех блочно-модульных котельных в котлами Viessmann взамен двух котельных с котлами ДКВР, ПТВМ		1061	2015	Вследствие снижения расстояния от источника до центров тепловых нагрузок потребовалась меньшая мощность насосного оборудования. Т.к. котельные работают в автоматическом режиме, без присутствия на них дежурного персонала, снизилось потребление электроэнергии на цели освещения
1.1.2	Ремонт кабельных линий ТП-2 - ТП-4, ТП-13 - ТП-14 с заменой кабеля		0	2015	Снижение потерь электрической энергии в кабелях (экономия в комплексе мероприятий по ЭЭ указана в п. 1.1.1)
1.1.3	Приобретение и установка преобразователей частоты (6 штук)		0	2015	Снижение потребления электроэнергии (экономия в комплексе мероприятий по ЭЭ указана в п. 1.1.1)
1.2	Тепловой энергии	Гкал			
1.2.1	Замена экономайзера на котельной № 2		7968	2015	Снижение потерь тепловой энергии при ее производстве
1.2.2	Приобретение и установка двух пластинчатых теплообменников НН№22 взамен кожухотрубных		0	2015	Снижение потерь тепловой энергии при ее производстве (экономия в комплексе мероприятий по ТЭ указана в п. 1.2.1)
1.3	Твердого топлива*	т			
1.3.1					
1.4	Жидкого топлива*	т			
1.4.1	Замена экономайзера на котельной № 2		1276	2015	Вследствие экономии тепловой энергии
1.4.2	Приобретение и установка двух пластинчатых теплообменников НН№22 взамен кожухотрубных		0	2015	Вследствие экономии тепловой энергии (экономия в комплексе мероприятий по ТЭ указана в п. 1.4.1)
1.5	Природного газа*	тыс. н. куб. м			
1.5.1					
1.6	Сжиженного газа*	тыс. т			
1.6.1					
1.7	Сжатого газа*	тыс. н. куб. м			
1.7.1					
1.8	Попутного нефтяного газа*	тыс. н. куб. м			
1.8.1					
1.9	Моторного топлива, всего в том числе	т у. т.			
1.9.1	бензина	тыс. л			
1.9.1.1					
1.9.2	керосина	тыс. л			
1.9.2.1					
1.9.3	дизельного топлива	тыс. л			
1.9.3.1					
1.9.4	сжиженного газа	т			
1.9.4.1					
1.9.5	сжатого газа	н. куб. м			

1.9.5.1					
1.9.6	твердого топлива	т			
1.9.6.1					
1.9.7	жидкого топлива (кроме пунктов 1.9.1 – 1.9.4)	т			
1.9.7.1					
1.10	Воды	тыс. куб. м			
1.10.1					

1 т в. т. = 29,31 ГДж

* Кроме моторного топлива (пункт 1.9).

Приложение № 15
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Описание линий передачи (транспортировки) энергетических ресурсов и воды*

№ п/п	Наименование линии	Вид передаваемого ресурса**	Способ прокладки	Суммарная протяженность, км
1	Теплопроводы	Тепловая энергия	Надземные, подземные непроходные	10,72
2	Водопроводы	Вода	Подземный безканальный, Подземный в непроходном канале	15,14

* Кроме электрической энергии.

** Допустимые виды:

- тепловая энергия;
- нефть;
- попутный нефтяной газ;
- нефтепродукты (кроме газового конденсата);
- газовый конденсат;
- природный газ;
- вода.

Приложение № 16
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о протяженности воздушных и кабельных линий передачи электроэнергии

№ п/п	Класс напряжения	Динамика изменения показателей по годам					(км)
		предшествующие годы				отчетный (базовый) год 2015	
		2011	2012	2013	2014		
1	Воздушные линии						
1.1	1150 кВ						
1.2	800 кВ						
1.3	750 кВ						
1.4	500 кВ						
1.5	400 кВ						
1.6	330 кВ						
1.7	220 кВ						
1.8	154 кВ						
1.9	110 кВ						
1.10	35 кВ						
1.11	27,5 кВ						
1.12	20 кВ						
1.13	10 кВ	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
1.14	6 кВ						
	Итого от 6 кВ и выше	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
1.15	3 кВ						
1.16	2 кВ						
1.17	500 В и ниже						
	Итого ниже 6 кВ						
	Всего по воздушным линиям	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
2	Кабельные линии						
2.1	220 кВ						
2.2	110 кВ						
2.3	35 кВ						
2.4	27,5 кВ						
2.5	20 кВ						
2.6	10 кВ	63,028	63,028	63,028	63,028	63,028	
2.7	6 кВ						
	Итого от 6 кВ и выше	63,028	63,028	63,028	63,028	63,028	
2.8	3 кВ						
2.9	2 кВ						

2.10	500 В и ниже	91,865	91,865	91,865	91,865	91,865
	Итого ниже 6 кВ	91,865	91,865	91,865	91,865	91,865
	Всего по кабельным линиям	154,893	154,893	154,893	154,893	154,893
	Всего по воздушным и кабельным линиям	158,093	158,093	158,093	158,093	158,093
3	Шинопроводы					
3.1	800 кВ					
3.2	750 кВ					
3.3	500 кВ					
3.4	400 кВ					
3.5	330 кВ					
3.6	220 кВ					
3.7	154 кВ					
3.8	110 кВ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
3.9	35 кВ					
3.10	27,5 кВ					
3.11	20 кВ					
3.12	10 кВ					
3.13	6 кВ					
	Всего по шинопроводам	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

Приложение № 17
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о количестве и установленной мощности трансформаторов

№ п/п	Единичная мощность, кВА	Высшее напряжение, кВ	Динамика изменения показателей по годам									
			предшествующие годы								отчетный (базовый) год 2015	
			2011		2012		2013		2014			
			кол-во, шт.	установленная мощность, кВА	кол-во, шт.	установленная мощность, кВА	кол-во, шт.	установленная мощность, кВА	кол-во, шт.	установленная мощность, кВА		
1	До 2500 включительно	3–20	48	26570	48	26570	48	26570	48	26570	48	26570
1.1		27,5–35										
2	От 2500 до 10000 включительно	3–20										
2.1		35										
2.2		110–154										
3	От 10000 до 80000 включительно	3–20										
3.1		27,5–35										
3.2		110–154	2	41000	2	41000	2	41000	2	41000	2	41000
3.3		220										
4	Более 80000	110–154										
4.1		220										
4.2		330 однофазные										
4.3		330 трехфазные										
4.4		400–500 однофазные										
4.5		400–500 трехфазные										
4.6		750–1150										
	Итого		50	67570	50	67570	50	67570	50	67570	50	67570

Приложение № 18
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о количестве и мощности устройств компенсации реактивной мощности

№ п/п	Единичная мощность, кВА	Высшее напряжение, кВ	Динамика изменения показателей по годам									
			предшествующие годы								отчетный (базовый) год 2015	
			2011		2012		2013		2014			
			кол-во, шт./групп	установ- ленная мощность, Мвар	кол-во, шт./групп	установ- ленная мощность, Мвар	кол-во, шт./групп	установ- ленная мощность, Мвар	кол-во, шт./групп	установ- ленная мощность, Мвар	кол-во, шт./групп	установ- ленная мощность, Мвар
1.1	Шунтирующие реакторы	3–20 кВ										
1.2		27,5–35 кВ										
1.3		150–110 кВ										
1.4		500 кВ										
1.5		750 кВ										
1.6		Итого										
2.1	Синхронный компенсатор (СК) и генераторы в режиме СК	До 15,0 МВА										
2.2		От 15,0до 37,5 МВА										
2.3		50 МВА										
2.4		От 75,0 до 100,0МВА										
2.5		160 МВА										
2.6		Итого										
3.1	Батарея статических конденсаторов и статический компенсатор	0,38–20 кВ	5	0,85	5	0,85	5	0,85	5	0,85	5	0,85
3.2		35 кВ										
3.3		150–110 кВ										
3.4		220 кВ и выше										
3.5		Итого	5	0,85	5	0,85	5	0,85	5	0,85	5	0,85

Приложение № 19
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о величине потерь переданных энергетических ресурсов

№ п/п	Наименование энергоносителя	Единица измерения	Потребленное количество за отчетный (базовый) год 2015	Предыдущие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Примечание
				2011	2012	2013	2014		
1	Объем передаваемых энергетических ресурсов								
1.1	Электрической энергии	тыс. кВт·ч		62233,2	64548,3	62500,8	60354,3	60482,5	
1.2	Тепловой энергии	Гкал	25185,47	15592,9 4	17091,8 8	12588,4 7	1966,59	1660,83	
1.3	Нефти	тыс. т							
1.4	Попутного нефтяного газа	тыс. н. куб. м							
1.5	Нефтепродуктов*	тыс. т							
1.6	Газового конденсата	тыс. т							
1.7	Природного газа	тыс. н. куб. м							
1.8	Воды	тыс. куб. м	122,623	15,918	13,785	12,167	14,49	17,364	
2	Фактические потери передаваемых энергетических ресурсов								
2.1	Электрической энергии	тыс. кВт·ч	_**	1995,8	2071,9	2227,1	2335,0	2304,2	потери в сетях
2.2	Тепловой энергии	Гкал		8586,25	9008,57	6626,23	4473,65	3449,76	
2.3	Нефти	тыс. т							
2.4	Попутного нефтяного газа	тыс. н. куб. м							
2.5	Нефтепродуктов*	тыс. т							
2.6	Газового конденсата	тыс. т							
2.7	Природного газа	тыс. н. куб. м							
2.8	Воды	тыс. куб. м							
3	Значения утвержденных нормативов потерь по видам энергетических ресурсов								
3.1	Электрической энергии	тыс. кВт·ч	_**	2233,6	2101,6	2329,5	2147,8	2328,1	потери в сетях
3.2	Тепловой энергии	Гкал		8586,25	9008,57	6626,23	4473,65	3449,77	
3.3	Нефти	тыс. т							
3.4	Попутного нефтяного газа	тыс. н. куб. м							
3.5	Нефтепродуктов*	тыс. т							
3.6	Газового конденсата	тыс. т							
3.7	Природного газа	тыс. н. куб. м							
3.8	Воды	тыс. куб. м							

* Кроме газового конденсата.

** Не заполняется.

Приложение № 20
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Рекомендации по сокращению потерь передаваемых энергетических ресурсов и воды при осуществлении деятельности по их передачи третьим лицам

Таблица 1

№ п/п	Наименование планируемого мероприятия	Затраты (план), тыс. руб.	Планируемое сокращение потерь в год		Средний простой срок окупаемости (план), лет	Планируемая дата внедрения, месяц, год	Сокращение потерь ТЭР на весь период действия энергетического паспорта	
			в натуральном выражении	в стоимостном выражении, тыс. руб.			в натуральном выражении	в стоимостном выражении, тыс. руб.
1	По сокращению потерь электрической энергии, тыс. кВт*ч							
1.1								
2	По сокращению потерь тепловой энергии, Гкал							
2.1								
3	По сокращению потерь нефти, тыс. т							
3.1								
4	По сокращению потерь попутного нефтяного газа, тыс. н. куб. м							
4.1								
5	По сокращению потерь нефтепродуктов*, тыс. т							
5.1								
6	По сокращению потерь газового конденсата, тыс. т							
6.1								
7	По сокращению потерь природного газа, тыс. н. куб. м							
7.1								
8	По сокращению потерь воды, тыс. куб. м							
8.1								
	Итого							

* Кроме газового конденсата.

** Не заполняется.

Сведения об экономии потребляемых энергетических ресурсов и воды, полученной
в результате реализации мероприятий по сокращению потерь передаваемых энергетических ресурсов и воды

Таблица 2

№ п/п	Наименование ресурса	Годовая экономия энергетических ресурсов и воды		
		в натуральном выражении	единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.
1	Электроэнергия		тыс. кВт*ч	
2	Тепловая энергия		Гкал	
3	Котельно-печное топливо		т у. т.	
4	Моторное топливо		т у. т.	
5	Вода		тыс. куб. м	
	Итого			

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Не заполняется.

Приложение № 21
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Потенциал энергосбережения и оценка возможной экономии потребляемых энергетических ресурсов

№ п/п	Наименование ресурса	Затраты (план), тыс. руб.	Годовая экономия ТЭР (план)				Средний простой срок окупаемости (план), лет
			в натуральном выражении		единица измерения	в стоимостном выражении, тыс. руб.	
			всего	в том числе в результате реализации мероприятий по сокращению потерь при передаче энергетических ресурсов и воды третьим лицам			
1	Электрическая энергия	231,6	146,86		тыс. кВт·ч	514,2	0,450
2	Тепловая энергия	0	0		Гкал	0	
3	Твердое топливо*	0	0		т	0	
4	Жидкое топливо*	8793,4	132,98		т	1584,1	5,551
5	Природный газ*	0	0		тыс. н. куб. м	0	
6	Сжиженный газ*	0	0		тыс. т	0	
7	Сжатый газ*	0	0		тыс. н. куб. м	0	
8	Попутный нефтяной газ*	0	0		тыс. н. куб. м	0	
9	Моторное топливо, всего в том числе:	0	0		т у. т.	0	
9.1	бензин	0	0		тыс. л	0	
9.2	керосин	0	0		тыс. л	0	
9.3	дизельное топливо	0	0		тыс. л	0	
9.4	сжиженный газ	0	0		т	0	
9.5	сжатый газ	0	0		н. куб. м	0	
9.6	твердое топливо	0	0		т	0	
9.7	жидкое топливо (кроме пунктов 9.1 – 9.4)	0	0		т	0	
10	Вода	0	0		тыс. куб. м	0	
	Итого	9025,0				2098,3	4,301

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Кроме моторного топлива (пункт 9).

** Не заполняется.

Приложение № 22
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Перечень рекомендуемых обеспечивающих мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности*

Таблица 1

№ п/п	Наименование мероприятия	Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятия, тыс. руб. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Годовая экономия денежных средств (план), тыс. руб. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)
1	Назначение ответственного лица, материальное поощрение и организация контроля за эффективным использованием ТЭР.	60	0	08.2016
2	Приведение в соответствии с нормами состояния контактов, болтовых соединений и электрооборудования РУ	0	510	08.2016
	Итого	60	510	-**

* Мероприятия, не дающие экономию энергетических ресурсов и воды в натуральном выражении.

** Не заполняется.

Перечень рекомендуемых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Таблица 2

№ п/п	Наименование мероприятия	Сведения о планируемом годовом изменении потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды					Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятия, тыс. руб. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)	Рекомендуемая дата внедрения (месяц, год)
		№ п/п	вид энергетического ресурса**	планируемое годовое изменение потребления (потерь) энергетических ресурсов и воды		в стоимостном выражении, тыс. руб. (в ценах на момент составления энергетического паспорта)		
				в натуральном выражении (энергетическом эквиваленте)				
				единица измерения	значение*			
1	Установка энергоэффективных электроосветительных приборов (КЛЛ) взамен существующих (ЛН)	1	электроэнергия	тыс. кВт•ч	146,86	514,2	231,6	07.2017
2	Замена изношенных участков теплопроводов от котельной №2 на трубы в ППУ и оболочке из полиэтилена	1	жидкое топливо (кроме моторного топлива)	тонн	132,98	1584,1	8793,4	09.2018
	Итого	по электрической энергии	тыс. кВт•ч	146,86	2098,3	9025,0	-***	
		по тепловой энергии	Гкал	0				
		по твердому топливу	т у. т.	0				
		по жидкому топливу	т у. т.	182,183				
		по природному газу	т у. т.	0				
		по сжиженному газу	т у. т.	0				
		по сжатому газу	т у. т.	0				
		по попутному нефтяному газу	т у. т.	0				
		по моторному топливу	т у. т.	0				
		по воде	тыс. куб. м	0				
Общий экономический эффект от реализации мероприятий, тыс. руб./год					2098,3			
Средний простой срок окупаемости (план), лет					4,301			

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* При увеличении потребления энергетического ресурса (воды) указывается со знаком «+», при уменьшении потребления энергетического ресурса или воды указывается со знаком «-».

** Допустимые виды энергетических ресурсов и их единицы измерения:

- электроэнергия, тыс. кВт·ч;
- тепловая энергия, Гкал;
- твердое топливо (кроме моторного топлива), т;
- жидкое топливо (кроме моторного топлива), т;
- природный газ, тыс. н. куб. м;
- сжиженный газ, тыс. т;
- сжатый газ, тыс. н. куб. м;
- попутный нефтяной газ, тыс. н. куб. м;
- моторное топливо: бензин, тыс. л;
- моторное топливо: керосин, тыс. л;
- моторное топливо: дизельное топливо, тыс. л;
- моторное топливо: сжиженный газ, т;
- моторное топливо: сжатый газ, н. куб. м;
- моторное топливо: твердое топливо, т;
- моторное топливо: жидкое топливо (кроме бензина, керосина, дизельного топлива, сжиженного газа), т;
- вода, тыс. куб. м.

*** Не заполняется.

Приложение № 23
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Перечень должностных лиц, ответственных за обеспечение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

№ п/п	Ф.И.О.	Наименование должности	Контактная информация (номера телефонов, факсов, e-mail)	Основные функции и обязанности по обеспечению мероприятий	Сведения о нормативных актах, определяющих обязанности по обеспечению мероприятий			
					№ п/п	наименование	номер	дата утверждения
1	Николаев Евгений Александрович	И.о. главного инженера ФКП «ГкНИПАС»	тел. 8(496) 448-59- 60	Ответственный за разработку перспективных планов, определяет пути реализации комплексных программ, организует разработку и выполнение планов внедрения новой техники и технологий, планов организационно-технических энергосберегающих мероприятий, текущий контроль выполнения мероприятий по энергосбережению	1	Приказ	1	18.07.2016

Приложение № 24
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения о квалификации персонала, обеспечивающего реализацию мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической
эффективности

Количество сотрудников организации, прошедших обучение в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности – 0 человек.

№ п/п	Ф.И.О.	Наименование должности	Сведения о квалификации						
			№ п/п	сведения об образовательной организации, проводившей обучение (наименование, адрес, лицензия)	наименование курса обучения и его тип (подготовка, переподготовка, повышение квалификации)	дата начала обучения	дата окончания обучения	документ об образовании (диплом, удостоверение, сертификат и др.)	сведения об аттестации и присвоении квалификации
1			1						

Приложение № 25
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения по балансу природного газа и его изменениях

(в тыс. куб. м)

№ п/п	Статья	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
		2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Приход										
1.1	Сторонний источник										
1.2	Собственное производство										
	Итого суммарный приход										
2	Расход										
2.1	На собственные нужды, всего в том числе:										
2.1.1	на отопительные котельные										
2.1.2	на электростанции собственных нужд										
2.1.3	на компримирование (топливный газ ГПА)**										
2.1.4	на запуск ГПА (пусковой газ)**										
2.1.5	на сжигание промстоков***										
2.1.6	на подогрев жидких и газообразных продуктов***										
2.1.7	на подогрев топливного и пускового газа****										
2.1.8	на продувки наземного оборудования****										
2.1.9	на условно-постоянные технологические нужды****										
2.1.10	на компрессорные установки (топливный газ)*****										
2.1.11	на нагрев технологических потоков, всего в том числе*****										
2.1.11.1	на нагрев газов регенерации адсорбентов										
2.1.11.2	на нагрев кубовой жидкости ректификационных, десорбционных колонн										
2.1.11.3	на нагрев прочих технологических потоков										
2.1.12	на переработку газа*****										
2.1.13	на переработку конденсата*****										
2.1.14	на печи дожигания вредных отходов*****										
2.1.15	на проведение плановых ремонтов оборудования*****										
2.1.16	прочие собственные нужды										

2.2	Фактические (отчетные) потери, всего в том числе:										
2.2.1	технологические потери (утечки)										
2.2.2	пластовые потери ****										
	Итого суммарный расход										

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

** Указывается для организаций, осуществляющих добычу природного газа (газового конденсата, нефти), подземное хранение природного газа.

*** Указывается для организаций, осуществляющих добычу природного газа (газового конденсата, нефти).

**** Указывается для организаций, осуществляющих подземное хранение природного газа.

***** Указывается для организаций, осуществляющих переработку природного газа.

Приложение № 26
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения об использовании вторичных энергетических ресурсов, альтернативных (местных) топлив и возобновляемых источников энергии

№ п/п	Статья	Единица измерения	Предшествующие годы				Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*				
			2011	2012	2013	2014		2016	2017	2018	2019	2020
1	Количество тепла уходящих газов ГТУ и ЭСН											
1.1	Возможная выработка тепловой энергии на установленных теплоутилизаторах	Гкал										
1.2	Фактическое использование тепловой энергии теплоутилизаторов	Гкал										
2	Потенциальная энергия сжатого газа											
2.1	Количество турбодетандерных установок	шт.										
2.2	Объем электрической энергии, выработанной на турбодетандерных установках	тыс. кВт·ч										
3	Горючие ВЭР (отработанные ГСМ)											
3.1	Объем отработанных ГСМ	т у. т.										
3.2	Фактическое использование отработанных ГСМ	т у. т.										
4	Фактическая экономия ТЭР от использования ВЭР и ВИЭ, всего в том числе:	тыс. т у. т.										
4.1	электрической энергии	тыс. кВт·ч										
4.2	природного газа	тыс. куб. м										
4.3	тепловой энергии	Гкал										

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 27
к требованиям к проведению
энергетического обследования и
его результатам

Сведения об основных технических характеристиках и потреблении энергетических ресурсов дожимными компрессорными станциями*

Таблица 1

№ п/п	Наименование ДКС, номер КЦ	Данные по ГПА			Объем потребления энергоресурсов за отчетный (базовый) год	
		тип ГПА	тип нагнетателя	установленная мощность ГПА, МВт	потребление природного газа, тыс. куб. м	потребление электрической энергии, тыс. кВт·ч
1						

* Заполняется для организаций, осуществляющих добычу природного газа (газового конденсата, нефти).

Сведения об основных технических характеристиках и потреблении энергетических ресурсов компрессорными станциями**

Таблица 2

№ п/ п	Наименование КС, номер КЦ	Данные по ГПА			Данные по УОГ		Объем потребления энергоресурсов за отчетный (базовый) год			
		тип ГПА	тип нагнетателя	установленная мощность ГПА, МВт	тип УОГ	установл енная мощност ь вентилят оров, МВт	потребление природного газа на СТН, тыс. куб. м		потребление электрической энергии на СТН, тыс. кВт·ч	
							на компри- мирование	на прочие нужды	на компри- мирование	на прочие нужды
1										

* Заполняется для организаций, осуществляющих подземное хранение природного газа.

Приложение № 28
к требованиям к проведению
энергетического обследования
и его результатам

Сведения об основных технических характеристиках и потреблении энергетических ресурсов электростанциями собственных нужд

№ п/ п	Тип ЭСН	Год ввода в эксплуатацию	Вид ЭСН	Номинальная электрическая мощность ЭСН, кВт	Номинальный КПД ЭСН	Удельный расход топлива за отчетный (базовый) год, кг у. т./(кВт·ч)	Выработка электрической энергии за отчетный (базовый) год, тыс. кВт·ч	Потребление природного газа за отчетный (базовый) год, тыс. куб. м
1								
					Итого			

Приложение № 29
к требованиям к проведению
энергетического
обследования и его
результатам

Сведения об основных технических характеристиках и потреблении энергетических ресурсов отопительными котельными

№ п/ п	Наименован ие и место расположени я котельной (промплоса дки)	Год ввода в эксплуатацию	Количество котлов, шт.		Проектная мощность котельной, Гкал/ч	КПД при номинальной нагрузке, %		Потребление котельно- печного топлива за отчетный (базовый) год, тыс. т у. т.	Выработка тепловой энергии за отчетный (базовый) год, Гкал
			паровые	водогрейные		паспортный	факти- ческий		
1									
		Итого							

* Не заполняется.

Приложение № 30
к требованиям к проведению энергетического обследования и его результатам

Сведения о потреблении природного газа, электрической энергии
и тепловой энергии в газотранспортной организации

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*			
				2016	2017	2018	2019
1	Потребление природного газа, всего в том числе:	тыс. куб. м					
1.1	на собственные нужды, всего в том числе:	тыс. куб. м					
1.1.1	на компримирование	тыс. куб. м					
1.1.2	на прочие собственные нужды	тыс. куб. м					
1.2	технологические потери (утечки)	тыс. куб. м					
2	Потребление электрической энергии, всего в том числе:	тыс. кВт·ч					
2.1	на собственные нужды, всего в том числе:	тыс. кВт·ч					
2.1.1	на компримирование	тыс. кВт·ч					
2.1.2	на прочие собственные нужды	тыс. кВт·ч					
2.2	технологические потери	тыс. кВт·ч					
3	Потребление тепловой энергии, всего в том числе:	Гкал					
3.1	на собственные нужды	Гкал					
3.2	нерациональные потери	Гкал					
Итого		т у. т.					

1 т у. т. = 29,31 ГДж

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению.

Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 31
к требованиям к проведению энергетического обследования и его результатам

Сведения по балансу расхода природного газа в газотранспортной организации

(в тыс. куб. м)

№ п/п	Статья баланса	Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*			
			2016	2017	2018	2019
1	На собственные нужды, всего в том числе:					
1.1	на компримирование					
1.2	на прочие собственные нужды, всего в том числе:					
1.2.1	на прочие собственные нужды КС					
1.2.2	на прочие собственные нужды ЛЧ, ГРС, ГИС					
1.2.3	на иные прочие собственные нужды					
2	Фактические (отчетные) потери, всего в том числе:					
2.1	технологические потери (утечки)					
2.2	потери из-за аварий и иных инцидентов					
	Итого					

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 32
к требованиям к проведению энергетического обследования и его результатам

Сведения по балансу электрической энергии в газотранспортной организации

(в тыс. кВт·ч)

№ п/п	Статья баланса	Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*			
			2016	2017	2018	2019
1	Приход					
1.1	Сторонний источник					
1.2	Собственное производство					
	Итого суммарный приход					
2	Расход					
2.1	На собственные нужды, всего в том числе:					
2.1.1	на компримирование					
2.1.2	на прочие собственные нужды, всего в том числе:					
	на прочие собственные нужды КС					
	на прочие собственные нужды ЛЧ, ГРС, ГИС					
	на иные прочие собственные нужды					
2.2	Субабоненты (сторонние потребители)					
2.3	Фактические (отчетные) потери, всего в том числе:					
2.3.1	технологические потери, всего в том числе:					
	условно-постоянные					
	нагрузочные					
	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета					
2.3.2	нерациональные потери					
	Итого суммарный расход					

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 33
к требованиям к проведению энергетического обследования и его результатам

Сведения по балансу тепловой энергии в газотранспортной организации

(в Гкал)

№ п/п	Статья баланса	Отчетный (базовый) год 2015	Прогноз на последующие годы*			
			2016	2017	2018	2019
1	Приход					
1.1	Сторонний источник					
1.2	Собственное производство, всего в том числе:					
1.2.1	за счет использования ВЭР и ВИЭ					
	Итого суммарный приход					
2	Расход					
2.1	На собственные нужды, всего в том числе:					
2.1.1	на технологические нужды основного производства					
2.1.2	на технологические нужды вспомогательных производств					
2.1.3	на прочие собственные нужды					
2.2	Субабоненты (сторонние потребители)					
2.3	Суммарные сетевые потери					
	Итого производственный расход					
2.4	Нерациональные потери в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения					
	Итого суммарный расход					

* Прогноз на два года, следующих за отчетным (базовым) годом, обязателен к заполнению. Прогноз на последующие третий, четвертый и пятый годы, следующие за отчетным (базовым) годом, указывается в добровольном порядке.

Приложение № 34
к требованиям к проведению
энергетического обследования
и его результатам

Сведения о средствах измерения расходов энергетических ресурсов

№ п/п	Наименован ие подразделен ия (линейного участка)	Сведения о технологических объектах ЛПУ		Сведения о СИ расходов энергетических ресурсов на технологическом объекте ЛПУ						
		№ п/ п	наименование технологическог о объекта (КС, ГИС, ГРС, ЭСН, котельной)	№ п/п	природного газа		электрической энергии		тепловой энергии	
					наименование СИ, класс точности	количе-ство, шт.	марка СИ, класс точности	количе-ство, шт.	марка СИ, класс точности	количе-ство, шт.
1				1						

