


Заместитель главного инженера-

Главный энергетик

Акционерного общества

«Самаранефтегаз»

 Ю.Н. Смирнов /

« 03 » август 2018 г.

**Программа
энергосбережения и повышения
энергетической эффективности
Акционерного общества
«Самаранефтегаз»
в сфере оказания услуг
по передаче электрической энергии
на 2019 - 2023 гг.**

2018 год

Оглавление	
ПАСПОРТ	5
Приложение № 2.....	7
Приложение № 3.....	8
1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
2. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ.....	10
2.1 Основные виды деятельности организации.....	10
2.2 Наличие зданий административного и административно-производственного назначения	11
2.3 Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники	19
2.4 Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии.....	22
2.5 Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на собственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов	22
2.6 Сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов.	24
2.7 Показатели баланса используемых энергетических ресурсов по видам энергетических ресурсов	25
3. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ	
33	
4. ИНФОРМАЦИЯ О ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТХ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ.	33
6. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ	36
Затраты организации на Программу в натуральном выражении	36
Затраты организации на Программу в процентном выражении от инвестиционной программы.....	36

Источники финансирования Программы, как на весь период действия, так и по годам	37
Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы.....	37
Изменение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия программы	38
Изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении, с разбивкой по годам действия программы.....	39
Фактические значения целевых показателей программы по годам периода действия программы.....	40
Распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения	40
Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее - КПР) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения.	41
7. Перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий организации в целях достижения целевых показателей программы	42
8. Расчет экономической эффективности и сроков окупаемости мероприятий.	
44	
8.1 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2019 год	45

8.2 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2020 год	48
8.3 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2021 год	51
8.4 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2022 год	54
8.5 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2023 год	57
9. Механизм мониторинга и контроля за исполнением КПР.....	60
10. Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей программы	60
11. Иная информация	61

I. - ФОРМА ПРОГРАММЫ

Зам. главного инженера -
главный энергетик
Ю.Н. Смирнов/
05.04 2018 год

ПАСПОРТ ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АО «Самаранефтегаз» на 2019 - 2023 годы

Основание для разработки программы	<p>Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"</p> <p>Приказ Минэнерго России от 30.06.2014 № 398 "Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации"</p> <p>Приказ Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области от 31.08.2015г № 213 "Об утверждении требований к Программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере электроснабжения и сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, на 2015 – 2017 годы"</p>
Почтовый адрес	443071, РФ, г. Самара, Октябрьский р-н, Волжский проспект, д. 50
Ответственный за формирование Программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)	Черепанов Андрей Викторович, начальник отдела по повышению энергоэффективности и энергосбережению, тел. /846/ 213-58-28, CherepanovAV@samng.ru
Даты начала и окончания действия программы	II квартал 2019 года – III квартал 2023 года

Продолжение Паспорта

Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)							
	всего	в т.ч. капитальные		При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т.ч. хозяйственные нужды			
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы	
				т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2017 год (факт)				2117,36	43,532			-	-	-	-
2019 год (план)	9,182	9,182	1,82	2361,62	51,326	21,771	0,473	-	-	-	-
2020 год (план)	9,182	9,182	0,36	2347,23	53,759	9,717	0,223	-	-	-	-
2021 год (план)	9,182	9,182	0,49	2338,25	53,759	9,717	0,223	-	-	-	-
2022 год (план)	9,182	9,182	0,5	2328,78	53,759	9,717	0,219	-	-	-	-
2023 год (план)	9,182	9,182	0,57	2319,3	53,759	9,717	0,22	-	-	-	-
ВСЕГО	45,91	45,91	54,86	13812,53	309,89	60,15	1,36	-	-	-	-

**ЦЕЛЕВЫЕ И ПРОЧИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Факт	План					
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Целевые показатели								
	Оснащение зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности АО «Самаранефтегаз», приборами учета, из них:								
	электрической энергии	%	100	100	100	100	100	100	100
	тепловой энергии	%	100	100	100	100	100	100	100
	газ	%	100	100	100	100	100	100	100
	холодной воды	%	100	100	100	100	100	100	100
	Потери электрической энергии	%	5,37	5,95	5,67	5,64	5,62	5,6	5,57
	Снижение объёма потерь электрической энергии при её передаче и распределении	%	-	-0,58	0,28	0,03	0,02	0,02	0,03
2	Прочие показатели								
	Количество аварий и повреждений на сетях	ед.	0	0	0	0	0	0	0
	Количество аварий и повреждений на сооружениях	ед.	0	0	0	0	0	0	0
	Износ сетей	%	31	31	31	31	31	31	31
	Износ оборудования	%	58	58	58	58	58	58	58

**ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОСНОВНОЙ ЦЕЛЮ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И (ИЛИ) ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**


№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы										Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план), тыс. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы					Источник финансирования	
		ед. измере	всего	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	н/д	ВНД, %	ЧДД, тыс. руб.	2019 год	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год				
1	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 «Богдановская» и ПС 35/6кВ «Покровская»	%	100	100						-	18,2	0,8	1168,6	н/д	9181,56						Тарифный источник	
2	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Никольская» и ПС 110/35/6кВ «Бариновская»	%	100	-	100					-	19,5	0,3	317,2	н/д		9181,56						
3	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 110/35/6 кВ «Подгорная» и ПС 35/6 кВ «Запрудная»	%	100			100				-	19,1	0,6	637,4	н/д			9181,56					
4	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6кВ «Якушкинская» и ПС 35/6 кВ «Восточная»(1 цех)	%	100				100			-	18,2	0,6	563,3	н/д				9181,56				
5	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Ивановская» и ПС 35/6кВ «Восточная»	%	100							100	17,4	1,2	460,1	н/д						9181,56		
	Итого		-	-						-	-	-	-	-	9181,56	9181,56	9181,56	9181,56	9181,56	9181,56	-	

1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА


Полное наименование программы

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Самаранефтегаз» в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии на 2019 – 2023 годы.

Должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись должностного лица, утвердившего программу

Должность	Ф. И. О.	Подпись	Дата
Заместитель главного инженера - Главный энергетик	Смирнов Ю. Н.		03 04 2018

Должность, подпись, фамилия, имя, отчество (при наличии) по каждому должностному лицу, с которым согласована программа

Должность	Ф. И. О.	Подпись	Дата
Заместитель главного энергетика	Ларцев С.А.		03 04 2018

2. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ

2.1 Основные виды деятельности организации

Полное фирменное наименование: Акционерное общество «Самаранефтегаз».

Краткое наименование: АО «Самаранефтегаз».

Юридический адрес: Российская Федерация, 443071, г. Самара, Октябрьский район, Волжский проспект, 50.

Адрес для направления корреспонденции: 443071 Россия, г. Самара, Октябрьский район, Волжский проспект, 50.

Телефон: (846) 333-02-32; Факс: (846) 333-45-08.

e-mail: sng@samng.ru

ИНН: 6315229162, КПП: 997150001.

Общероссийский классификатор видов экономической деятельности (ОКВЭД-2001) – 11.10.11 – Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа.

Общероссийский классификатор предприятий и организаций (ОКПО): 05013846.

Основной государственный регистрационный номер (ОГРН): 1026300956990.

Единоличный исполнительный орган Общества – Генеральный директор Гиляев Гани Гайсинович.

Главный бухгалтер АО «Самаранефтегаз» - Чуприна Ольга Николаевна.

Информация о контактном лице:

Заместитель главного энергетика Ларцев Сергей Александрович, тел.: (846) 612-57-38

АО «Самаранефтегаз» регулируемые виды деятельности осуществляет с января 2015 года.

Виды деятельности, осуществляемые обществом:

в области электроэнергетики:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оказание услуг по технологическому присоединению энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям.

в области теплоэнергетики:

- выработка и реализация тепловой энергии.

2.2 Наличие зданий административного и административно-производственного назначения

Сведения о наличии зданий административного и административно-производственного назначения (сведения об общей площади зданий, общем объеме зданий и отапливаемом объеме зданий) приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Сведения о наличии зданий административного и административно-производственного назначения АО «Самаранефтегаз»

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
<i>Здания административного назначения</i>					
	ЦЭЭ №1				
1	<i>Нежилое здание (здание конторы) — субарендуется в полном объеме</i>	<i>01.12.1967</i>	<i>252,1</i>	<i>1008,4</i>	<i>1008,4</i>
	ЦЭЭ №2				
	ЦЭЭ №3				
	<i>ОДС</i>				
1	Культбудка вагон-дом "Лесник"	1991	45	105	102
	<i>1-й сетевой район</i>				
2	Нежилое здание Литера А (здание операторной)	1978	36	126	126
2	Культбудка вагон-дом	2005	18	39	36
3	Культбудка вагон-дом	1986	27	59	39

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
4	Нежилое здание Литера А (здание нефтенасосной 2-го сборного пункта Радаевского месторождения)	1960	36	155	152
5	здание 1эт безкарк обл <i>5-й сетевой район</i>	1967	54	189	186
6	Вагон-дом <i>2-й сетевой район</i>	1998	25,8	53	50
7	Культбудка вагон-дом	1988	81,1	250	247
8	здание дежурного персонала	1969	33,3	99,9	96,9
9	Культбудка вагон-дом <i>3-й сетевой район</i>	19836	35	105	102
10	Культбудка инвентарное здание	1987	110	240	237
11	Культбудка вагон-дом 3*9	1987	27	54	51
12	Культбудка вагон-дом "Лесник"	1997	65	162	159
13	Нежилое здание (административное здание) <i>4-й сетевой район</i>	1980	30	110	107
14	здание передвижное деревянно-металлическое вагон-дом	1992	32	63	60
15	Нежилое здание литеры А (здание административный блок Славкинского месторождения)	1996	33,6	118	115
16	Нежилое здание Литера А (котельная на дожимной насосной станции)	1994	49	117,6	114,6
17	Культбудка вагон-дом	1989	38	100,34	97,34
18	Культбудка вагон-дом	2007	30	97	94
	ЦЭЭ №4				
	ЦЭЭ №5				
1	Здание (Производственный блок)	1999	266,7	1173	1203
	ЦЭЭ №6				
	ЦЭОТ №1				
	ЦЭОТ №2				
1	Здание лаборатории	01.09.1965	408,8	1062,88	1062,88
2	Вагон дом дерево/металлический 6х3	01.04.1991	18	45	45

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
3	Вагон дом цельнометаллический "Кедр-4С"	01.07.2000	22,4	56	56
	ЦЭОТ №3				
1	<i>Нежилое помещение Литера Ааа1а2а3</i>	<i>1996</i>	<i>54,4</i>	<i>163,2</i>	<i>163,2</i>
	ЦЭОТ №4				
1	Подсобное помещение инв№150306 (адм. здание ЦЭОТ№4)	1976	143,5	445	445
	ЦЭОТ №5				
1	здание административно-бытового корпуса цех автоматизации производства	1974	145,3	582,8	582,8
<i>Здания административного-производственного назначения</i>					
	ЦЭЭ №1				
1	Нежилое здание (здание операторной цеха добычи нефти и газа №4) — субарендуется 82,1 кв.м	01.12.1966	82,1	229,88	229,88
2	ДОМИКИ СБОРНО РАЗБОРНЫЕ	01.06.1995	62,7	131,67	131,67
3	Нежилое здание (здание проходной) — субарендуется в полном объеме	01.04.1948	76,1	243,52	243,52
4	Нежилое здание (операторная первого сетевого района) — субарендуется в полном объеме	01.12.1968	254,2	788,02	788,02
5	Нежилое здание (здание четвертого сетевого района) — субарендуется в полном объеме	01.07.1980	198,9	537,03	537,03
6	Нежилое здание (здание электроцеха прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и электроснабжения) — субарендуется в полном объеме	01.05.1966	338,5	1015,5	1015,5
7	Нежилое здание (здание на восьмом сетевом районе) — субарендуется в полном объеме	01.12.1973	92	395,6	395,6

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
8	Нежилое здание(Мухановская подстанция)	01.02.1957	90	450	450
9	Нежилое здание (здание конторы) — субарендуется в полном объеме	01.10.1962	126,7	1267	1267
10	Нежилое здание (здание конторы) — субарендуется в полном объеме	01.10.1962	45,1	112,75	112,75
11	Нежилое здание (здание конторы) — субарендуется в полном объеме	01.02.1951	36,7	91,75	91,75
12	Нежилое здание (здание конторы) — субарендуется в полном объеме	01.04.1948	168,7	1349,6	1349,6
	ЦЭЭ №2				
1	Административно-бытовое здание СР-1	1997	240,6	673,7	673,7
2	Административно-бытовое здание СР-2	1981	227	648	648
3	Административно-бытовое здание СР-3	2001	111,5	278,7	278,7
4	Административно-бытовое здание СР-4	2012	189	472,5	446,25
5	Административно-бытовое здание ЦЭЭ №2	1971	1613,03	14901,6	14901,6
	ЦЭЭ №3				
	<i>Участок по РЭО</i>				
1	здание мехмастерской	1951	213,75	1325,5	1325,5
2	здание аккумуляторной	1952	19,2	72,6	69,6
3	здание 1эт склад арочный для материалов	1995	214	2568	
4	склад арочный для материалов	1997	877,2	8421	
5	здание маслохозяйства	1997	40,8	108,54	105,54
	<i>СРЗАиЭТЛ</i>				
1	здание лаборатории	1958	112,7	416,5	413,5
2	здание 1эт склад арочный для материалов	1997	78	468	
3	Культбудка вагон-дом	1988	32,5	71,5	68,5
	<i>1-й сетевой район</i>				
4	Культбудка вагон-дом	1990	18	39	36
5	Культбудка вагон-дом на	1994	18	39	36

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
	санях				
6	Культбудка вагон-дом на санях	1983	18	39	36
	<i>5-й сетевой район</i>				
7	здание по ремонту контрольно-измерительных приборов	1952	44	128	118
8	Культбудка вагон-дом на санях	1993	14	30	28
	<i>Участок ЭХЗ</i>				
9	Культбудка вагон-дом	1988	24	52	49
	<i>2-й сетевой район</i>				
10	здание 1этажное гараж для тракторов	1997	146,4	540	540
11	Нежилое здание (здание механической мастерской установки комплексной обработки нефти)	1967	51	153	153
	<i>3-й сетевой район</i>				
12	Культбудка вагон-мастерская	1989	20	45	42
13	здание передвижное (гараж металлический)	2000	50	150	147
	<i>4-й сетевой район</i>				
14	здание передвижное деревянно-металлическое вагон-дом на санях	1992	15	38	35
15	здание передвижное деревянно-металлическое будка инструментальн.	1995	18	54	52
	ЦЭЭ №4				
1	Нежилое здание (здание по ремонту электрооборудования)	1978	534	2697	2697
2	Нежилое здание (Сварочное помещение)	1969	120.7	380	380
3	Нежилое здание (Здание склада для хранения материалов)	1963	46.2	163	-
4	Нежилое здание (склад арочный)	1994	424 .1	2063.6	-
5	Нежилое здание (здание ДЭС-электроцех)	1946	294,9	1470	1470
6	Нежилое здание (склад для хранения материалов)	1971	115,7	462	-

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
7	Нежилое здание (здание склада для хранения лакокрасок)	1971	16	42	-
8	Нежилое здание (склад для хранения материалов)	1971	114,2	455	-
9	Нежилое здание (здание диспетчерской)	1971	20,2	50	-
10	Нежилое здание(здание масляного хозяйства)	1951	86,4	388	-
11	Нежилое здание (мехмастерская)	1975	306	1380	1380
12	Котлопункт вагон-столовая №313068	1973	50	120	120
13	Здание электроремонтной мастерской Сызрано-Заборовское м/р №313069	1979	143	130	441
14	Склад для хранения вспомогательного оборудования Сызрано-Заборовское м/р №313070	1979	58	272,6	-
15	Здание №313067	1975	62	217	217
	ЦЭЭ №5				
1	Нежилое здание (Здание первого сетевого района)	1977	148,9	787,2	787,2
2	Нежилое здание (Здание второго сетевого района)	1954	103,1	810	810
3	Нежилое здание (Здание третьего сетевого района)	1975	34,6	103,8	103,8
4	Нежилое здание (Мастерская по ремонту электродвигателей)	1946	262,8	1100	726
5	Нежилое здание (Здание склада для хранения запчастей)	1947	112	245	163
6	Нежилое здание (Здание ремонтной мастерской базы)	1952	32,9	90	90
7	Нежилое здание (арочное здание прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения)	1989	444	3870	3870
8	Здание Административно-бытового корпуса цех автоматизации производства(Ц.5)	1974	109	305,2	305,2

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
9	Нежилое здание (здание склада из рифлёного металла)	1993	800	9600	-
10	Здание механических мастерских	1965	60	180	180
11	Здание службы воздушных линий и подстанций	1948	18	50,4	50,4
	ЦЭЭ №6				
1	Здание производственно-служебное (Волжский район Горбатовское месторождение)	1987	196,6	543,4	543,4
2	Здание производственно-служебное (Безенчукский район Покровское месторождение)	1970	495	1440	1440
	ЦЭОТ №1				
1	Котельная №1	1961	1979	21567	21567
2	Котельная №2	1967	723	5784	5784
3	Котельная №3	1988	677	6060	6060
4	Котельная №4	1957	408	1670	1670
5	Котельная №9	1998	194	637	637
	ЦЭОТ №2				
1	Нежилое здание (котельная глинозавода)	01.12.1964	318	1746	1746
2	Нежилое здание (котельная)	01.12.1978	360	2880	2880
3	Нежилое здание (котельная)	01.11.1965	1316,55	11691	11691
4	Нежилое здание - материальный склад	01.11.1965	1877	6569,5	6569,5
5	Нежилое здание (пристрой к зданию)	01.11.1968	185,25	1019	1019
6	Нежилое здание (котельная)	01.11.1978	103,55	976	976
7	Здание котельной № 1 Сниски	01.01.1958	1358	10272	10272
8	Здание ХВО	01.12.1954	311	1938	1938
9	Вагон-блок-контейнер	01.07.2006	27	67,5	67,5
10	Здание ХВО	01.11.1989	76	310	310
11	Вагон дом дерево/металлический 6х3	01.07.1975	24,8	62	62
12	Вагон дом дерево/металлический 6х3	02.07.1975	24,8	62	62
	ЦЭОТ №3				

№ п/п	Наименование здания, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Общая площадь здания, м ²	Общий объем здания, м ³	Отапливаемый объем здания, м ³
1	Нежилое здание (здание котельное на 4 котла), литер АА1А2А3Аа	1961	600	4200	4200
2	Здание котельной	1967	708	4941	4941
3	Нежилое здание литера АА1А2А3 (здание котельной)	1978	265	1610	1610
ЦЭОТ №4					
1	Здание мастерской инв.№150300	1974	145,4	487	487
2	Здание котельной инв.№38588 (котельная № 1)	1963	1241,5	9805	9805
3	Здание бойлерной инв.№314003	1978	59	255	255
4	Нежилое здание (здание котельной головной) инв.№38267 (котельная № 2)	1955	488,5	3050	3050
5	Нежилое здание (пристрой к котельной) инв.№38258 (котельная № 2)	1988	182,5	1123	1123
6	Нежилое здание (котельная) инв.№38719 (котельная № 3)	1971	360	2520	2520
ЦЭОТ №5					
1	котельная № 1 (здание, кадастровый номер 63:07:0301002:1161)	1946	600,7	3556	1175
2	котельная №2 (здание, кадастровый номер 63:23:1902001:3279)	1949	669,1	2889	1147
3	котельная № 3 (здание, кадастровый номер 63:07:0204006:781)	1948	509,9	2804	1481
4	Здание ГРП (здание, кадастровый номер 63:23:1902001:3280)	1978	38,3	145,5	145,3

Всего на балансе АО «Самаранефтегаз» находится 122 здания административного и производственного назначения общей площадью 25 542,53 м². Общий объем зданий составляет 183 172,68 м³, отапливаемый объем – 154 577,63 м³.

2.3 Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники

Всего на балансе АО «Самаранефтегаз» 96 единиц транспортных средств. Виды используемого топлива бензин марки АИ-92 и дизельное топливо. Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Сведения о наличии автотранспорта и спецтехники

№ п/п	Вид транспортных средств	Количество транспортных средств, шт.	Вид использованного топлива
ЦЭЭ №1			
1	ПАЗ-32053	7	ДТ
2	Газ-2217 Баргузин	1	АИ-92
3	ГАЗ-3308 ВМ-32841	1	АИ-92
4	Volkswagen Caddy (Фольксваген Кадди)	1	АИ-92
5	ГАЗ-3308 ВМ-32841	1	АИ-92
6	Трал Камаз-65116	1	ДТ
7	Камаз-4310 борг	1	ДТ
8	ВАЗ-21703	1	АИ-92
9	ВАЗ-2123	2	АИ-92
10	Фронтальный погрузчик XCMG ZL30G	1	ДТ
11	БКМ-317	1	АИ-92
12	МКТ-25,5	1	ДТ
13	КАМАЗ МР-28	1	ДТ
14	6934НК с п/п НЕФАЗ 9334-10-16 КМУ	1	ДТ
15	УАЗ-39094	6	АИ-92
16	УАЗ-39099	3	АИ-92
17	ГАЗ-332510 "Егерь"	1	АИ-92
ЦЭЭ №2			
1	УРАЛ-5571-1912-30 (КАМАЗ-45145)	1	ДТ
2	УРАЛ-5557,4320 КС-35714 (25 тн.)	1	ДТ
3	Б-170,130, Т-170,Т-10М,1110 Бульдозер ДЗ-109,110,171,182,27,42,Б-10М,Б-170М	1	ДТ
4	ГАЗ-3897 Егерь	4	ДТ
5	УАЗ-39094	3	АИ-92
6	УАЗ-3909	1	АИ-92
8	УАЗ-39099	1	АИ-92
9	КАМАЗ МР-28 (КАМАЗ-43114 АПТ-28)	1	ДТ
10	ЗИЛ-433362 АГП-23	1	ДТ
11	УАЗ-3962	1	АИ-92

№ п/п	Вид транспортных средств	Количество транспортных средств, шт.	Вид использованного топлива
12	ГАЗ-330232	1	АИ-92
14	КАВЗ-3976 /ПАЗ 3205	5	Газ
15	ВАЗ-2123	1	АИ-92
16	УРАЛ-4320-1922-30 АСЭ КМ	1	ДТ
17	КАМАЗ-6460 25т Сед.тяг. с ЧМЗАП-93853-013-02	1	ДТ
ЦЭЭ №3			
1	ПАЗ 32053	1	ДТ
2	Камаз-4310 борт, Камаз 43118-24 борт	1	ДТ
3	ВАЗ-2123	2	АИ-92
4	КАМАЗ БКМ (БКМ-317)	1	ДТ
5	Б-170,130, Т-170,Т-10М,1110 Бульдозер ДЗ-109,110,171,182,27,42,Б-10М,Б-170М	1	ДТ
6	УАЗ-390944	5	АИ-92
7	КАМАЗ МР-28 (КАМАЗ-43114 АПТ-28)	1	ДТ
8	УАЗ-39094	5	АИ-92
9	УАЗ-39099	2	АИ-92
10	PEUGEOT L4H2-M18/22	1	ДТ
11	КАМАЗ кран/ман	1	ДТ
12	КАМАЗ-43114 с КМУ ИМ-95	1	ДТ
13	ГАЗ-278813	1	АИ-92
ЦЭЭ №4			
1	ПАЗ-32053	1	АИ-92
2	УАЗ-39094	1	АИ-92
3	ГАЗ-66	1	ДТ
4	ГАЗ-4795	1	АИ-92
5	УАЗ-39099	7	АИ-92
6	NEX-D GL	1	АИ-92
7	ПАЗ-3205	1	АИ-92
ЦЭЭ №5			
1	Трал Камаз-65116	1	ДТ
2	Фронтальный погрузчик XCMG ZL30G	1	ДТ
3	УАЗ-390944	1	АИ-92
4	УАЗ-390944	1	АИ-92
5	УАЗ-3909 Фермер	1	АИ-92
6	УАЗ-3909 Фермер	1	АИ-92
7	УАЗ-39099 Фермер	1	АИ-92
8	ГАЗ-377760	1	АИ-92
9	Автокран МАЗ 5337 КС3577	1	ДТ

№ п/п	Вид транспортных средств	Количество транспортных средств, шт.	Вид использованного топлива
10	Погрузчик ПУМ 500	1	ДТ
11	КАМАЗ-53208 бортовой	1	ДТ
12	ВАЗ-21213	1	АИ-92
13	ВАЗ-2123	1	АИ-92
14	УАЗ-3909 Фермер	1	АИ-92
15	УАЗ-22062	1	АИ-92
16	УАЗ 390995	1	АИ-92
17	АГП Газель	1	АИ-92
	ЦЭЭ №6		
1	ГАЗ-38-97 Егерь	1	ДТ
2	ГАЗ-332510 Егерь	3	ДТ
3	УАЗ-39094	5	АИ-92
4	УАЗ-39099	4	АИ-92
5	ВАЗ-2123	1	АИ-92
6	ВИС-23461	1	АИ-92
7	ПАЗ-3205	1	АИ-92
8	ЗИЛ-131 ТВ-26	1	АИ-92
	ЦЭОТ №1		
1	ПАЗ-32053 гос.номер ВХ 657	1	ДТ
2	Газель-2217 гос.номер К 925 ОЕ	1	АИ-92
3	УАЗ-39099 гос.номер Р 143 ЕА	1	АИ-92
3	ВАЗ-2123 гос.номер Р 832 НА	1	АИ-92
	ЦЭОТ №2		
1	МАЗ-64229-032 .-трал	1	бензин
2	ГАЗ-330232	1	бензин
3	ПАЗ 3205	1	газ
4	ВАЗ-21703 "Приора"	1	бензин
5	Татра 815 ЦАС-11 (с насосом)	1	бензин
	ЦЭОТ №3		
1	Автобус Ford 222702	1	ДТ
2	Легковой автомобиль САМАНД	1	АИ-92
3	Грузопассажирский автомобиль ГАЗ -2257	1	АИ-92
4	КАМАЗ -53228 АЦН-10	1	ДТ
	ЦЭОТ №4		
1	ВАЗ-217010	1	бензин
2	УАЗ - 39099	2	бензин
	ЦЭОТ №5		

№ п/п	Вид транспортных средств	Количество транспортных средств, шт.	Вид использованного топлива
1	ВАЗ 2123 А212ЕС	1	АИ 92
2	УАЗ 33036 (бортовой) Е778СА	1	АИ 92
3	УАЗ 39099 Т363АА	1	АИ 92

2.4 Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии

Количество точек приема/поставки/передачи электрической энергии - 497 шт.

Количество оборудованных узлами (приборами) учета точек приема полученной от стороннего источника электроэнергии – 373 шт.

В настоящее время на АО «Самаранефтегаз» действует система расчета за потребленную электрическую энергию по расчетным счетчикам коммерческого учета. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) установлена и находится в эксплуатации.

2.5 Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на собственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов

Имеющаяся в организации система учета расхода ТЭР соответствует требованиям нормативных документов к классу точности приборов.

Суммарное количество точек поставки энергетических ресурсов и воды составляет:

- ✓ электрическая энергия – 373 шт.;
- ✓ тепловая энергия – 15 шт.;
- ✓ природный газ – 17 шт.;

✓ холодная вода – 15 шт.

Суммарное количество точек поставки энергетических ресурсов потребляемых, на собственные нужды составляет:

✓ электрическая энергия – 101 шт.

Все приборы учета технического учета ТЭР и воды проходят госповерку в установленные сроки. Приборов учета с нарушением требований нормативной технической документации к классу точности приборов отсутствуют.

Сведения об оснащенности узлами (приборами) учета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Сведения об оснащенности узлами (приборами) учета

№ п/п	Наименование показателя	Количество, шт.							
		электрической энергии		тепловой энергии		газа		холодной воды	
		всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС
1	Сведения об оснащенности узлами (приборами) коммерческого учета								
1.1	Количество оборудованных узлами (приборами) учета точек приема (поставки), всего, в т.ч.:	373	-	15	-	17	-	15	-
1.1.1	собственного производства	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1.2	полученной от стороннего источника	373	-	1	-	12	-	9	-
1.1.2	собственного производства	-	-	14	-	5	-	6	-
1.1.3	потребленной на собственные нужды	101	-	-	-	-	-	-	-
1.1.4	отданной субабонентам (сторонним потребителям)	272	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Количество необорудованных узлами (приборами) учета точек приема (поставки), всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.1	полученной от стороннего источника	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.2	собственного производства	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.3	потребленной на СН	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2.4	отданной субабонентам (сторонним потребителям)	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование показателя	Количество, шт.							
		электрической энергии		тепловой энергии		газа		холодной воды	
		всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС	всего	в т.ч. АИИС
1.3	Количество узлов (приборов) учета с нарушенными сроками поверки	-	-	-	-	-	-	-	-

2.6 Сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов.

АО «Самаранефтегаз» потребляются следующие виды энергоресурсов и воды:

- Электрическая энергия;
- Тепловая энергия (пар, горячая вода);
- Холодная вода;
- Газ (сухой отбензиненный, природный, попутный нефтяной).

Потребляемые энергоресурсы являются, энергоресурсами собственного производства и приобретаемые у энергоснабжающих организаций, согласно заключенным договорам.

Структура потребления топливно-энергетических ресурсов АО «Самаранефтегаз» приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Структура потребления топливно-энергетических ресурсов

Виды энергоносителей			Вода
Газ	Электроэнергия	Тепловая энергия	
Выработка тепловой энергии	Освещение, бытовая техника, оргтехника, силовое электрооборудование котельной, насосных станций, прочих производственных зданий	Отопление объектов АО «Самаранефтегаз»	Производственные и хозяйственно-бытовые нужды (ХБН)

Сведения по потреблению основных видов энергоресурсов и воды на производство основной и дополнительной продукции АО «Самаранефтегаз» за 2017 год представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Сведения по потреблению основных видов энергоресурсов и воды на производство основной и дополнительной продукции

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2017 год
	Всего	т у.т.	242 778,252
1	Электроэнергия	тыс. кВт*ч	1 581 981,480
2	Тепловая энергия	тыс. Гкал	6,459
3	Газ (сухой отбензиненный, природный, попутный нефтяной)	т у.т.	48 193,570
4	Холодное водоснабжение	тыс. м ³	0,180
5	Горячее водоснабжение	тыс. м ³	0,406

2.7 Показатели баланса используемых энергетических ресурсов по видам энергетических ресурсов

АО «Самаранефтегаз» осуществляет по своим сетям передачу электроэнергии от поставщика электрической энергии АО «Самараэнерго», ООО «ТольяттиЭнергоСбыт», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС». Балансовая принадлежность электрических сетей определяется на основании утвержденных актов разграничения балансовой принадлежности.

В состав электрических сетей предприятия входят:

- трансформаторные подстанции напряжением 110/35/6 кВ - 11 штук;
- трансформаторные подстанции напряжением 35/6 кВ - 107штук;
- трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ - 2061 штук;
- воздушные линии напряжением 110 кВ-протяженность 189,90 км;
- воздушные линии напряжением 35 кВ-протяженность 1 117,66 км;
- воздушные линии напряжением 10 кВ-протяженность 145,22 км;
- воздушные линии напряжением 6 кВ-протяженность 2796,149 км;
- кабельные линии напряжением 6 кВ-протяженность 3,375 км.

Работа АО «Самаранефтегаз» по распределению электроэнергии осуществляется согласно требованиям ПТЭЭС РФ, ПУЭ и правил пользования электрической энергии.

Показатели баланса электрической энергии (отпуск электрической энергии (отпуск из сети); потребление электрической энергии; отпуск электрической сети без учета «последней мили» и объема электрической энергии, отпущенной с шин генераторов; отпуск электрической энергии в соответствии с экономическим балансом электрической энергии по уровням напряжения, потери электрической энергии; технологические и нетехнологические потери электрической энергии) приведены в таблице 2.6. Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения представлена в таблице 2.7.

Система теплоснабжения АО «Самаранефтегаз» включает в себя:

- собственные источники тепловой энергии;
- тепловые и паровые сети;
- системы теплоснабжения.

Основными потребителями тепловой энергии являются подразделения АО «Самаранефтегаз».

Для выработки тепловой энергии АО «Самаранефтегаз» использует котельно-печное топливо. Показатели баланса использования котельно-печного топлива для производства тепловой энергии приведены в таблице 2.8. Показатели баланса тепловой энергии представлены в таблице 2.9.

АО «Самаранефтегаз» для осуществления основного и дополнительного вида деятельности потребляет хозяйственно-питьевую и техническую воду. Сведения по балансу воды приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.6 - Показатели баланса электроэнергии в целом по электрическим сетям ТСО за 2017 г. и план 2018 – 2021 гг.

№ п/п	Наименование показателя	Численное значение показателя по годам					
		Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
			(факт)	(план)	(план)	(план)	(план)
1.	Прием электроэнергии в сеть, в том числе:	тыс. кВт.ч	1919579,37	1936666,657	1938013,849	1938013,849	1938013,849
1.1	<i>из сетей ССО, ТСО</i>	тыс. кВт.ч	1919579,37	1936666,657	1938013,849	1938013,849	1938013,849
2.	Отдача электроэнергии из сети, всего	тыс. кВт.ч	1919579,37	1936666,657	1938013,849	1938013,849	1938013,849
3	Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВт.ч	320383,594	333115,955	338344,238	338344,238	338344,328
3.1	<i>в том числе отпуск в сеть для субабонентов</i>	тыс. кВт.ч	320383,594	333115,955	338344,238	338344,238	338344,328
4.	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего	тыс. кВт.ч	1581981,487	1583714,808	1580469,478	1580469,478	1580469,478
4.1	<i>расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды</i>	тыс. кВт.ч	549,908	550,703	549,574	549,574	549,574
4.2	<i>объем переданной (потребленной) электроэнергии субабонентам</i>	тыс. кВт.ч	1581431,579	1583164,105	1579919,904	1579919,904	1579919,904
5	Фактические потери электроэнергии	тыс. кВт.ч	17214,293	19835,894	19200,133	19200,133	19200,133
6	<i>Фактические потери и электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть</i>	%	5,373	5,950	5,670	5,670	5,670
<i>Мощность</i>							
5	Поступление в сеть	МВт	218,53	232,69	221,35	221,35	221,35
6	Потери в электрической сети, в т.ч. относимые на	МВт	12,89	13,07	11,88	11,88	11,88
6.1	собственное потребление	МВт	10,72	10,85	9,69	9,69	9,69
6.2	передачу сторонним потребителям (субабонентам)	МВт	2,17	2,22	2,2	2,2	2,2
7	Относительные потери	МВт	1,96	2,22	2,2	2,2	2,2

№ п/п	Наименование показателя	Численное значение показателя по годам					
		Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
			(факт)	(план)	(план)	(план)	(план)
8	Отпуск из сети (полезный отпуск), в т.ч. для	МВт	205,85	219,61	209,46	209,46	209,46
8.1	собственного потребления	МВт	169,37	182,25	170,76	170,76	170,76
8.2	передачи сторонним потребителям (субабонентам)	МВт	36,47	37,36	38,7	38,7	38,7
9	Заявленная мощность	МВт	217,24	234,83	219,15	219,15	219,15
9.1	собственное потребление	МВт	177,58	193,1	180,45	180,45	180,45
9.2	сторонних потребителей (субабонентов)	МВт	39,66	41,73	38,7	38,7	38,7

Таблица 2.7 - Структура баланса электроэнергии по уровням напряжения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Численное значение показателя по годам					
			2019 (план)					
			Всего	220 кВ	150-110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
1.	Прием электроэнергии в сеть, в том числе:	тыс. кВт.ч	1938013,85	-	1752324,25	180850,07	4720,59	118,94
1.1.	<i>из сетей ССО, ТСО</i>	тыс. кВт.ч	1938013,85		1752324,25	180850,07	4720,59	118,94
2.	Отдача электроэнергии из сети, всего	тыс. кВт.ч	1938013,85		1752324,25	180850,07	4720,59	118,94
3	Прием электроэнергии из сети смежного напряжения, всего	тыс. кВт.ч	214717,79			137641,32	75659,33	1417,15
3.1.	<i>из сетей 220 кВ</i>							
3.2.	<i>из сетей 110 кВ</i>		151904,93			137641,32	14263,62	
3.3.	<i>из сетей 27,5-60 кВ</i>						61395,72	1417,15
3.4.	<i>из сетей 1-20 кВ</i>							
4.	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения, всего	тыс. кВт.ч						
4.1.	<i>в сеть 110 кВ</i>	тыс. кВт.ч	214717,79		151904,93	61395,72	1417,15	0,00
4.2.	<i>в сеть 27,5-60 кВ</i>	тыс. кВт.ч						
4.3.	<i>в сеть 1-20 кВ</i>	тыс. кВт.ч						
4.4.	<i>в сеть 0,4 кВ</i>	тыс. кВт.ч						
5	Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВт.ч						
6	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии, всего	тыс. кВт.ч	1918813,72		1590170,73	252235,33	74948,24	1459,42
6.1.	расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс. кВт.ч	1580469,48		1409570,51	166586,45	4204,15	108,36

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Численное значение показателя по годам					
			2019 (план)					
			Всего	220 кВ	150-110 кВ	27,5-60 кВ	1-20 кВ	0,4 кВ
6.2.	объем переданной (потребленной) электроэнергии субабонентам	тыс. кВт.ч	338344,24		180600,22	85648,87	70744,09	1351,06
7	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети	тыс. кВт.ч	19200,13		10248,58	4860,35	4014,54	76,67
7.1.	<i>Фактические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть</i>	%	5,67					
8	Технологические потери электроэнергии, в том числе	тыс. кВт.ч	104071,33		87529,16	11594,95	4868,68	78,54
8.1.	условно-постоянные	тыс. кВт.ч	38107,30		26798,00	9347,30	1953,00	9,00
8.2.	нагрузочные	тыс. кВт.ч	61894,03		57410,16	1700,65	2716,68	66,54
8.3.	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	тыс. кВт.ч	4070,00		3321,00	547,00	199,00	3,00
8.4.	<i>Технологические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть</i>	%	5,37					

Таблица 2.8 - Показатели баланса использования котельно-печного топлива для производства тепловой энергии

№ п/п	Статья	Факт	Прогноз	
		2017	2018	2019
1	Приход			
1.1.	Газ сухой отбензиненный	22538,58	27518,1	27518,1
1.2.	Газ природный	5384,382	7700,77	7700,77
1.3.	Газ попутный нефтяной	3946,201	4856,65	4856,65
	Итого суммарный приход	31869,16	40075,5	40075,5
2	Расход			
2.1.	На выработку тепловой энергии всего, в том числе:	31869,16	40075,5	40075,5
2.2.1.	в котельной	31869,16	40075,5	40075,5
2.2.1.	в собственной ТЭС (включая выработку электрической энергии)	0	0	0
2.2.	Технологическое использование	0	0	0
	Итого суммарный расход	31869,16	40075,5	40075,5

Таблица 2.9 - Показатели баланса тепловой энергии

Статья	Факт		Прогноз	
	2016	2017	2018	2019
Выработка тепловой энергии	293,113	288,309	311,28	323,35
Расход на СН	7,805	7,65	8,3	8,2
Полезный отпуск потребителям напрямую с коллекторов	285,308	280,659	302,98	216,136
Отпуск тепловой энергии в сеть	-	-	-	99,014
Суммарные сетевые потери	-	-	-	10,943
Полезный отпуск тепловой энергии из сети	-	-	-	88,071
Производственные, хозяйственные нужды предприятия	127,37	131,167	141,624	138,497
Субабоненты (сторонние потребители)	157,938	149,492	161,356	43,75

Таблица 2.10 – Показатели баланса воды, тыс. м³

Статья	Факт		Прогноз
	2016	2017	2018
Приход			
Сторонний источник	397,467	409,207	414,542
Собственное производство	50,562	51,286	53,686
Итого суммарный приход	448,029	603,066	468,228
Расход			
Расход на собственные нужды, всего, в том числе:	448,029	460,493	468,228
производственный (технологический) расход			
хозяйственно-питьевые нужды	379,405	388,821	380,124
Субабоненты (сторонние потребители)	68,624	71,672	88,104
Суммарные сетевые потери	0	0	0
Суммарные сетевые потери	0	0	0
Итого суммарный расход	448,029	460,493	468,228

3. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ

Проводятся энергетические обследования в соответствии с требованиями действующего законодательства, разрабатываются программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, внедряются мероприятия, позволяющие снизить объемы потребления энергетических ресурсов и повысить энергоэффективность.

4. ИНФОРМАЦИЯ О ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТХ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ

АО «Самаранефтегаз» уделяет большое внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Количественные индикаторы мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности организацией заложены в ключевые показатели эффективности (КПЭ), и ежемесячно отслеживаются.

В целях выполнения принятого в 2009 году Федерального Закона «Об энергосбережении», и в соответствии с утвержденной Программой энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «Самаранефтегаз» на 2016 ÷ 2018 г.г., были проведены энергосберегающие мероприятия.

Согласно отчетных данных годовая экономия энергоресурсов и воды составила:

- в 2016 году на общую сумму 1 6125,18 тыс. руб.;
- в 2017 году на общую сумму 1 633,31 тыс. руб.

Сводные данные по программе энергосбережения АО «Самаранефтегаз» за период 2016 ÷ 2017 гг. приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сводные данные по программе энергосбережения АО «Самаранефтегаз» за период 2016 ÷ 2017 гг.

Наименование мероприятия по энергосбережению и виды ТЭР	Дата внедрения	Затраты, тыс. руб. (без НДС)	Вид ТЭР	Ед. изм.	Годовая экономия ТЭР (факт)		
					в натуральном исчислении	в т.у.т.	в стоимостном исчислении, тыс. руб.
Включение новых БСК - ПС 35/6 кВ "Малиновская"	2016	1 857,00	Электрическая энергия	тыс. кВт	350,40	120,71	1 000,11
Включение новых БСК - ПС 35/6 кВ "Озеркинская"	2016	700,00		тыс. кВт	219,00	75,45	625,07
Включение новых БСК - ПС 35/6 кВ "Горбатовская-2"	2017	1 157,00		тыс. кВт	219,00	75,45	628,20
Включение новых БСК - ПС 35/6 кВ "Берендей"	2017	1 157,00		тыс. кВт	350,40	120,71	1 005,11
Итого:		4 871,00			1 138,80	392,32	3 258,49
Итого по видам ТЭР							
Всего энергоресурсов	2016	2 557,00		тыс. кВт	569,40	196,16	1 625,18
Всего энергоресурсов	2017	2 314,00		тыс. кВт	569,40	196,16	1 633,31

Результаты в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации оценивались исходя из фактических параметров функционирования предприятия.

Критериями сравнения является величина потерь электрической энергии (% отношение потерь электрической энергии от поступления в сеть). Для сравнения показателей энергоэффективности выбран факт 2013 – 2017 гг.

Информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет представлена в таблице 4.2.

АО «Самаранефтегаз» регулируемые виды деятельности осуществляет с января 2015 года.

Таблица 4.1 – Информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 5 лет

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Поступление в сеть	-	-	1730714	1969994,3	1919579,374
Отпуск из сети	-	-	1730714	1969994,3	1919579,374
Фактические потери электрической энергии, тыс. кВт*ч	-	-	128023,78	137900	17214,293
<i>Величина удельных относительных потерь электрической энергии от отпуска в сеть, %</i>	-	-	<i>7,4</i>	<i>7,0</i>	<i>5,6</i>

Согласно данным таблицы 4.1 наблюдается снижение фактического значения потерь электрической энергии. Такое снижение обусловлено проведением энергосберегающих мероприятий.

5. СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ С КОМПАНИЯМИ, ДОСТИГШИМИ НАИЛУЧШИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В АНАЛОГИЧНОЙ СФЕРЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ИЗ ЧИСЛА РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ

Сравнение показателей деятельности организации с компаниями, достигшими наилучших показателей в аналогичной сфере деятельности, из числа российских и зарубежных компаний не представляется возможным.

6. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ

Затраты организации на Программу в натуральном выражении

Затраты на реализацию Программы в натуральном выражении не предусмотрены.

Затраты организации на Программу в процентном выражении от инвестиционной программы

Затраты организации на программу в процентном выражении от инвестиционной программы представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Затраты организации на программу в процентном выражении от инвестиционной программы

№ п/п	Наименование	Год	Затраты по ПЭ, тыс. руб. (без НДС)	Затраты по ИП, тыс. руб. (без НДС)	Доля затрат ПЭ в общем объеме затрат ИП, %
1	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 «Богдановская» ПС 35/6кВ «Покровская»	2019	9 181,56	504 508,56	1,82
2	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Никольская» ПС 110/35/6кВ «Бариновская»	2020	9 181,56	2 528 429,56	0,36
3	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 110/35/6 кВ «Подгорная» ПС 35/6 кВ «Запрудная»	2021	9 181,56	1 857 231,56	0,49
4	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6кВ «Якушкинская» ПС 35/6 кВ «Восточная»(1 цех)	2022	9 181,56	1 854 515,56	0,50

№ п/п	Наименование	Год	Затраты по ПЭ, тыс. руб. (без НДС)	Затраты по ИП, тыс. руб. (без НДС)	Доля затрат ПЭ в общем объеме затрат ИП, %
5	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Ивановская» ПС 35/6кВ «Восточная»	2023	9 181,56	1 623 298,56	0,57
	Итого		45 907,81	8 367 983,81	54,86%

Источники финансирования Программы, как на весь период действия, так и по годам

Финансирование работ по реализации плана мероприятий Программы предусматривается за счет тарифного источника по статье затрат «Прибыль на капитальные вложения»).

Плановая стоимость реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности в сфере электроснабжения составляет 45 907,81 тыс. руб. без учета НДС, из них:

- 2019 г. – 9 181,56 тыс. руб.;
- 2020 г. – 9 181,56 тыс. руб.;
- 2021 г. – 9 181,56 тыс. руб.;
- 2022 г. – 9 181,56 тыс. руб.;
- 2023 г. – 9 181,56 тыс. руб.;

Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы

Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия программы представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении по годам периода действия программы

Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Поступление в сеть, тыс. кВт*ч	1938013,849	1938013,849	1938013,849	1938013,849	1938013,849
Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч	338344,238	338344,238	338344,238	338344,238	338344,238
Фактические потери электрической энергии, тыс. кВт*ч	19200,133	19083,133	19010,133	18933,133	18856,133
<i>Величина удельных относительных потерь электрической энергии от отпуска в сеть, %</i>	<i>5,67</i>	<i>5,64</i>	<i>5,62</i>	<i>5,60</i>	<i>5,57</i>
Затраты на компенсацию потерь электрической энергии, тыс. руб.	51 326,185	53 759,046	53 759,046	53 759,046	53 759,046

Достижение указанных величин по снижению потерь электроэнергии к 2023 году планируется за счет реализации Программы энергосбережения.

Изменение расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия программы

Хозяйственные нужды предприятия – это расходы на сырье и материалы, на эксплуатационные работы, но самым дорогим является оплата за энергетическую составляющую.

Запланированные мероприятия на 2019 – 2023 годы по установке новых БСК в центры нагрузок позволит снизить потери электрической энергии при ее передаче.

Изменение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды по годам периода действия программы АО «Самаранефтегаз» на 2019 – 2023 гг. представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Изменение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды по годам периода действия программы АО «Самаранефтегаз»

№ п/п	Год	Электрическая энергия на хозяйственные нужды	
		тыс. кВт*ч	тыс. руб.
1	2019	549,574	1846,569
2	2020	549,574	1918,013
3	2021	549,574	1918,013
4	2022	549,574	1918,013
5	2023	549,574	1918,013

Изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении, с разбивкой по годам действия программы

Основным пунктом затрат на эксплуатацию автотранспорта являются затраты на покупку топлива.

Контроль расхода ГСМ – эффективный и действенный инструмент, который существенно влияет на снижение материальных и финансовых затрат предприятия, связанного с использованием моторного топлива.

Изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия программы не планируется.

Фактические значения целевых показателей программы по годам периода действия программы

Фактические значения целевых показателей будут отражены в отчете о реализации утвержденной Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения

Наименование вида деятельности/показателя энергетической эффективности объектов	Ед. изм.	2017год	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
		факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
Услуги по передаче электрической энергии														
Потери электрической энергии при ее передаче присоединенным потребителям и смежным сетевым организациям	%	5,373	5,95	-	5,67	-	5,64	-	5,62	-	5,6	-	5,57	-

Для достижения целевых показателей программы энергосбережения необходима реализация всех запланированных мероприятий на 2018 – 2020 годы.

Сведения об увязке результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников организации, в том числе через механизм ключевых показателей результативности (далее - КПР) для менеджеров и структурных подразделений по каждому направлению деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения.

В организации увязка результатов реализации программы с вознаграждением сотрудников не предусмотрена.

7. Перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий организации в целях достижения целевых показателей программы

В целях достижения целевых показателей Программы энергосбережения, направленных на повышение энергетической эффективности в области электроснабжения ОАО «Самаранефтегаз» планирует в 2019 - 2023 г. г. провести:

2019 год:

- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 «Богдановская»;
- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6кВ «Покровская».

2020 год:

- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Никольская";
- ✓ Включение новых БСК на ПС 110/35/6кВ «Бариновская»

2021 год:

- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Подгорная";
- ✓ Включение новых БСК на ПС 110/35/6кВ «Запрудная»

2022 год:

- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Якушинская";
- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Восточная" (1 цех).

2023 год:

- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Ивановская";
- ✓ Включение новых БСК на ПС 35/6 кВ "Восточная".

Оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий определена на основании коммерческих предложений. Финансовые потребности программы для реализации мероприятий представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Финансовые потребности программы для реализации мероприятий

№ п/п	Наименование	Год	Загрaты по ПЭ, тыс. руб. (без НДС)
1	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6кВ «Богдановская» ПС 35/6кВ «Покровская»	2019	9 181,56
2	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Никольская» ПС 110/35/6кВ «Бариновская»	2020	9 181,56
3	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 110/35/6 кВ «Подгорная» ПС 35/6 кВ «Запрудная»	2021	9 181,56
4	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6кВ «Якушкинская» ПС 35/6 кВ «Восточная»(1 цех)	2022	9 181,56
5	Установка новых БСК в центры нагрузок ПС 35/6 кВ «Ивановская» ПС 35/6кВ «Восточная»	2023	9 181,56
	Итого		45 907,81

Финансовые потребности на реализацию программы составляют 45 907,81 тыс. руб. без учета НДС.

Реализация мероприятий Программы позволит снизить объем потерь электрической энергии при ее передаче и обеспечить надежное и качественное снабжение электрической энергией потребителей и структурные подразделения предприятия.

8. Расчет экономической эффективности и сроков окупаемости мероприятий.

В расчете эффективности и сроков окупаемости мероприятий использовались прогнозные значения индексов-дефляторов ежегодного роста цен на 2018 год по данным Министерства энергетики и Министерства экономического развития Российской Федерации.

В качестве основных показателей, применяемых в расчете эффективности мероприятий программы используются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индексы доходности затрат и инвестиций;
- срок окупаемости.

При расчете эффективности и срока окупаемости мероприятия используется ставка дисконтирования «очищенная» от влияния инфляции.

Батарея статических конденсаторов (БСК) — один из видов подстанционного силового оборудования, предназначенного для поддержания нормируемых значений реактивной мощности в сети. Его применение позволяет стабилизировать уровень напряжения внутри энергосистемы, защитить электрические сети от его перепадов, снизить потери электроэнергии при передаче.

Передавать электроэнергию, имеющую реактивный характер, через распределительную систему неэкономично: система перегружается без необходимости, происходят дополнительные потери, и падает напряжение.

Когда реактивная емкостная составляющая электроэнергии обеспечивается наличием **батарей статических конденсаторов (БСК)**, которые устанавливаются вблизи устройства, являющегося индуктивной

нагрузкой, это приводит к эффективному снижению полной величины реактивной составляющей электроэнергии, которая должна передаваться через систему. В результате этого существенным образом сокращаются расходы. При коррекции коэффициента мощности система распределения способна передавать больше активной электроэнергии и становится возможным увеличение нагрузки.

8.1 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2019 год

В 2019 году АО «Самаранефтегаз» планирует установку новых БСК на ПС 35/6кВ «Богдановская» и на ПС 35/6кВ «Покровская».

Расчет годовой экономии и срока окупаемости мероприятия приведен в таблицах 8.1 и 8.2.

При установке новых БСК в 2019 году снижение электрической энергии (компенсация реактивной мощности) ориентировочно составляет 177,0 тыс. кВт/год, из них

- ПС 35/6 кВ "Богдановская" – 94,0 тыс. кВт/год;
- ПС 35/6 кВ "Покровская" – 83,0 тыс. кВт/год.

Затраты, необходимые для реализации данных мероприятий в 2019 году определены на основании Коммерческих предложений (АО Чебоксарский электроаппарат) и составляют 9 181,56 тыс. руб., без учета НДС.

В результате осуществленного расчета экономической эффективности от внедрения мероприятия были определены следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 1 168,6 тыс. руб.;
- индекс доходности – 1%;
- дисконтированный срок окупаемости – 18,2 лет.

В результате произведенной оценки эффективности проекта, можно сделать вывод, что мероприятие эффективно, т.к. имеет положительный

чистый дисконтированный доход (ЧДД = 1168,6 тыс. руб.) и индекс доходности больше $\geq 1\%$.

Таблица 8.1 – Расчет годовой экономии электрической энергии, тыс. кВт

Наименование	до внедрения							после внедрения							Число трансформаторов	К расч.	Экономия, тыс.кВтч/год
	Мощность, МВА	Расход по вводам 6(10) кВ без БСК						Расход по вводам 6(10)кВ с БСК									
		W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj	W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj				
ПС 35/6кВ «Богдановская»	4	1712291	1165335	744	2301	1566	0,681	1712291	1005375	744	2301	1351	0,587	1	0,05	94	
ПС 35/6кВ «Покровская»	2,5	477907	455009	744	642	612	0,952	477907	313649	744	642	422	0,656	1	0,05	83	

Таблица 8.2 – Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия

Наименование показателя	Период													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	0,0	0,0	719,7	747,7	776,9	807,2	838,7	871,4	905,4	940,7	977,3	1 015,5	1 055,1	
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	0,0	0,0	719,7	747,7	776,9	807,2	838,7	871,4	905,4	940,7	977,3	1 015,5	1 055,1	
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	9 181,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9 181,6	719,7	747,7	776,9	807,2	838,7	871,4	905,4	940,7	977,3	1 015,5	1 055,1	
Накопленный годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9 181,6	-8 461,9	-7 714,2	-6 937,3	-6 130,1	-5 291,5	-4 420,1	-3 514,7	-2 574,1	-1 596,7	-581,3	473,8	
Срок окупаемости (простой), лет	11,6													
Дисконтированный срок окупаемости, лет	18,2													
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	1168,6													
Индекс доходности (IR)	1,0													
Внутренняя норма доходности (IRR)	0,8%													

8.2 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2020 год

В 2020 году АО «Самаранефтегаз» планирует установку новых БСК на ПС 35/6кВ «Никольская» и на ПС 110/35/6кВ «Бариновская».

Расчет годовой экономии и срока окупаемости мероприятия приведен в таблицах 8.3 и 8.4.

При установке новых БСК в 2020 году снижение электрической энергии (компенсация реактивной мощности) ориентировочно составляет 79,0 тыс. кВт/год, из них

- ПС 35/6 кВ «Никольская» – 57,0 тыс. кВт/год;
- ПС 110/35/6кВ «Бариновская» – 22,0 тыс. кВт/год.

Затраты, необходимые для реализации данных мероприятий в 2020 году определены на основании Коммерческих предложений (АО Чебоксарский электроаппарат) и составляют 9 181,56 тыс. руб., без учета НДС.

В результате осуществленного расчета экономической эффективности от внедрения мероприятия были определены следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 317,2 тыс. руб.;
- индекс доходности – 1%;
- дисконтированный срок окупаемости – 19,5 лет.

В результате произведенной оценки эффективности проекта, можно сделать вывод, что мероприятие эффективно, т.к. имеет положительный чистый дисконтированный доход (ЧДД = 317,2 тыс. руб.) и индекс доходности больше $\geq 1\%$.

Таблица 8.3 – Расчет годовой экономии электрической энергии, тыс. кВт

до внедрения		после внедрения												Число трансформации	К расч.	Экономия, тыс.кВтч/год
Наименование	Мощность,МВА	Расход по вводам 6(10) кВ без БСК						Расход по вводам 6(10)кВ с БСК								
		W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj	W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj			
ПС 35/6кВ «Никольская»	4	1712291	1165335	744	2301	1566	0,681	1712291	1068615	744	2301	1436	0,624	1	0,05	57
ПС 110/35/6кВ «Бариновская»	2,5	477907	455009	744	642	612	0,952	477907	417809	744	642	562	0,874	1	0,05	22
ИТОГО в год:																79

Таблица 8.4 – Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия

Наименование показателя	Период									
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	0,0	322,4	335,0	348,1	361,6	375,7	390,4	405,6	421,4	437,9
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	0,0	322,4	335,0	348,1	361,6	375,7	390,4	405,6	421,4	437,9
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	9 181,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-8 859,1	335,0	348,1	361,6	375,7	390,4	405,6	421,4	437,9
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	0,0	-8 859,1	-8 524,2	-8 176,1	-7 814,5	-7 438,8	-7 048,4	-6 642,8	-6 221,3	-5 783,5

Наименование показателя	Период										
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	454,9	472,7	491,1	510,3	530,2	550,8	572,3	594,6	617,8	641,9	667,0
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	454,9	472,7	491,1	510,3	530,2	550,8	572,3	594,6	617,8	641,9	667,0
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0
Годовой эффект, тыс. руб.	454,9	472,7	491,1	510,3	530,2	550,8	572,3	594,6	617,8	640,9	665,0
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	-5 328,6	-4 855,9	-4 364,8	-3 854,5	-3 324,3	-2 773,5	-2 201,2	-1 606,5	-988,7	-347,7	317,2
Срок окупаемости (простой), лет	31,2										
Дисконтированный срок окупаемости, лет	19,5										
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	317,2										
Индекс доходности (IR)	1,0										
Внутренняя норма доходности (IRR)	0,3%										

8.3 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2021 год

В 2021 году АО «Самаранефтегаз» планирует установку новых БСК на ПС 35/6кВ «Запрудная» и на ПС 110/35/6кВ «Подгорная».

Расчет годовой экономии и срока окупаемости мероприятия приведен в таблицах 8.5 и 8.6.

При установке новых БСК в 2021 году снижение электрической энергии (компенсация реактивной мощности) ориентировочно составляет 79,0 тыс. кВт/год, из них

- ПС 35/6 кВ «Запрудная» – 57,0 тыс. кВт/год;
- ПС 110/35/6кВ «Подгорная» – 22,0 тыс. кВт/год.

Затраты, необходимые для реализации данных мероприятий в 2021 году определены на основании Коммерческих предложений (АО Чебоксарский электроаппарат) и составляют 9 181,56 тыс. руб., без учета НДС.

В результате осуществленного расчета экономической эффективности от внедрения мероприятия были определены следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 637,4 тыс. руб.;
- индекс доходности – 1,1%;
- дисконтированный срок окупаемости – 19,1 лет.

В результате произведенной оценки эффективности проекта, можно сделать вывод, что мероприятие эффективно, т.к. имеет положительный чистый дисконтированный доход (ЧДД = 637,4 тыс. руб.) и индекс доходности больше $\geq 1\%$.

Таблица 8.5 – Расчет годовой экономии электрической энергии, тыс. кВт

до внедрения		после внедрения												Число трансформации	К расч.	Экономия, тыс.кВтч/год
Наименование	Мощность,МВА	Расход по вводам 6(10) кВ без БСК						Расход по вводам 6(10)кВ с БСК								
		W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj	W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj			
ПС 35/6кВ «Запрудная»	4	1712291	1165335	744	2301	1566	0,681	1712291	1068615	744	2301	1436	0,624	1	0,05	57
ПС 110/35/6кВ «Подгорная»	2,5	477907	455009	744	642	612	0,952	477907	417809	744	642	562	0,874	1	0,05	22

Таблица 8.6 – Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия

Наименование показателя	Период										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	0,0	0,0	358,4	372,4	386,9	402,0	417,7	434,0	450,9	468,5	
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	0,0	0,0	358,4	372,4	386,9	402,0	417,7	434,0	450,9	468,5	
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	9181,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9181,6	358,4	372,4	386,9	402,0	417,7	434,0	450,9	468,5	
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	0,0	-9181,6	-8823,1	-8450,7	-8063,8	-7661,7	-7244,0	-6810,0	-6359,1	-5890,6	

Наименование показателя	Период										
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	486,78	505,77	525,49	545,99	567,28	589,40	612,39	636,27	661,09	686,87	713,66
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	486,78	505,77	525,49	545,99	567,28	589,40	612,39	636,27	661,09	686,87	713,66
Инвестиции, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00
Годовой эффект, тыс. руб.	486,78	505,77	525,49	545,99	567,28	589,40	612,39	636,27	661,09	685,87	711,66
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	-5403,82	-4898,06	-4372,57	-3826,58	-3259,30	-2669,90	-2057,51	-1421,24	-760,15	-74,28	637,38
Срок окупаемости (простой), лет	29,2										
Дисконтированный срок окупаемости, лет	19,1										
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	637,4										
Индекс доходности (IR)	1,1										
Внутренняя норма доходности (IRR)	0,6%										

8.4 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2022 год

В 2022 году АО «Самаранефтегаз» планирует установку новых БСК на ПС 35/6кВ «Якушинская» и на ПС 35/6кВ «Восточная».

Расчет годовой экономии и срока окупаемости мероприятия приведен в таблицах 8.7 и 8.8.

При установке новых БСК в 2022 году снижение электрической энергии (компенсация реактивной мощности) ориентировочно составляет 77,0 тыс. кВт/год, из них

- ПС 35/6 кВ «Якушинская» – 39,0 тыс. кВт/год;
- ПС 35/6кВ «Восточная» – 38,0 тыс. кВт/год.

Затраты, необходимые для реализации данных мероприятий в 2022 году определены на основании Коммерческих предложений (АО Чебоксарский электроаппарат) и составляют 9 181,56 тыс. руб., без учета НДС.

В результате осуществленного расчета экономической эффективности от внедрения мероприятия были определены следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 563,3 тыс. руб.;
- индекс доходности – 1,1%;
- дисконтированный срок окупаемости – 18,2 лет.

В результате произведенной оценки эффективности проекта, можно сделать вывод, что мероприятие эффективно, т.к. имеет положительный чистый дисконтированный доход (ЧДД = 563,3 тыс. руб.) и индекс доходности больше $\geq 1\%$.

Таблица 8.7 – Расчет годовой экономии электрической энергии, тыс. кВт

Наименование	Мощность, МВА	до внедрения						после внедрения						Число трансформации	К расч.	Экономия, тыс. кВтч/год
		Расход по вводам 6(10) кВ без БСК						Расход по вводам 6(10)кВ с БСК								
		W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj	W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj			
ПС 35/6кВ «Якушинская»	4	1712291	1165335	744	2301	1566	0,681	1712291	1099119	744	2301	1477	0,642	1	0,05	39
ПС 35/6кВ «Восточная» цех 1	2,5	477907	455009	744	642	612	0,952	477907	391025	744	642	526	0,818	1	0,05	38

Таблица 8.8 – Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия

Наименование показателя	Период										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	0,0	0,0	383,5	398,5	414,0	430,2	446,9	464,4	482,5	501,3	
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	0,0	0,0	383,5	398,5	414,0	430,2	446,9	464,4	482,5	501,3	
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	9181,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9181,6	383,5	398,5	414,0	430,2	446,9	464,4	482,5	501,3	
Накопленный годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9181,6	-8823,1	-8450,7	-8063,8	-7661,7	-7244,0	-6810,0	-6359,1	-5890,6	

Наименование показателя	Период										
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	520,86	541,17	562,28	584,20	606,99	630,66	655,26	680,81	707,36	734,95	763,61
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	520,86	541,17	562,28	584,20	606,99	630,66	655,26	680,81	707,36	734,95	763,61
Инвестиции, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00
Годовой эффект, тыс. руб.	520,86	541,17	562,28	584,20	606,99	630,66	655,26	680,81	707,36	733,95	761,61
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	-5139,38	-4598,21	-4035,94	-3451,73	-2844,74	-2214,08	-1558,83	-878,01	-170,65	563,30	1324,91
Срок окупаемости (простой), лет	27,3										
Дисконтированный срок окупаемости, лет	18,2										
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	563,3										
Индекс доходности (IR)	1,1										
Внутренняя норма доходности (IRR)	0,6%										

8.5 Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия запланированного на 2023 год

В 2023 году АО «Самаранефтегаз» планирует установку новых БСК на ПС 35/6кВ «Якушинская» и на ПС 35/6кВ «Восточная».

Расчет годовой экономии и срока окупаемости мероприятия приведен в таблицах 8.9 и 8.10.

При установке новых БСК в 2023 году снижение электрической энергии (компенсация реактивной мощности) ориентировочно составляет 77,0 тыс. кВт/год, из них

- ПС 35/6 кВ «Якушинская» – 39,0 тыс. кВт/год;
- ПС 35/6кВ «Восточная» – 38,0 тыс. кВт/год.

Затраты, необходимые для реализации данных мероприятий в 2023 году определены на основании Коммерческих предложений (АО Чебоксарский электроаппарат) и составляют 9 181,56 тыс. руб., без учета НДС.

В результате осуществленного расчета экономической эффективности от внедрения мероприятия были определены следующие показатели:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД) – 460,1 тыс. руб.;
- индекс доходности – 1,2%;
- дисконтированный срок окупаемости – 17,4 лет.

В результате произведенной оценки эффективности проекта, можно сделать вывод, что мероприятие эффективно, т.к. имеет положительный чистый дисконтированный доход (ЧДД = 460,1 тыс. руб.) и индекс доходности больше $\geq 1\%$.

Таблица 8.9 – Расчет годовой экономии электрической энергии, тыс. кВт

до внедрения		после внедрения												Число трансформации	К расч.	Экономия, тыс.кВтч/год
Наименование	Мощность,МВА	Расход по вводам 6(10) кВ без БСК						Расход по вводам 6(10)кВ с БСК								
		W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj	W, кВт*ч	V, квар*ч	T, час	P, кВт	Q, квар	tgj			
ПС 35/6кВ «Якушинская»	4	1712291	1165335	744	2301	1566	0,681	1712291	1099119	744	2301	1477	0,642	1	0,05	39
ПС 35/6кВ «Восточная»	2,5	477907	455009	744	642	612	0,952	477907	391025	744	642	526	0,818	1	0,05	38

Таблица 8.9 – Расчет экономической эффективности и срока окупаемости мероприятия

Наименование показателя	Период										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	0,0	0,0	410,4	426,4	443,0	460,3	478,2	496,9	516,3	536,4	
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	0,0	0,0	410,4	426,4	443,0	460,3	478,2	496,9	516,3	536,4	
Инвестиции, тыс. руб.	0,0	9181,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9181,6	410,4	426,4	443,0	460,3	478,2	496,9	516,3	536,4	
Накопленный годовой эффект, тыс. руб.	0,0	-9181,6	-8771,2	-8344,8	-7901,8	-7441,5	-6963,3	-6466,4	-5950,1	-5413,7	

Наименование показателя	Период										
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Экономия затрат на энергоресурсы, тыс. руб.	557,32	579,05	601,63	625,10	649,48	674,81	701,12	728,47	756,88	786,40	817,07
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Общая экономия от реализации мероприятия, тыс. руб.	557,32	579,05	601,63	625,10	649,48	674,81	701,12	728,47	756,88	786,40	817,07
Инвестиции, тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00
Годовой эффект, тыс. руб.	557,32	579,05	601,63	625,10	649,48	674,81	701,12	728,47	756,88	785,40	815,07
Накопленный годовой эффект, тыс.руб.	-4856,43	-4277,38	-3675,74	-3050,64	-2401,17	-1726,36	-1025,23	-296,77	460,11	1245,51	2060,58
Срок окупаемости (простой), лет	25,5										
Дисконтированный срок окупаемости, лет	17,4										
Чистый дисконтированный доход (NPV), тыс. руб.	460,1										
Индекс доходности (IR)	1,1										
Внутренняя норма доходности (IRR)	1,2%										

9. Механизм мониторинга и контроля за исполнением КПП

Механизм мониторинга и контроля за исполнением КПП включает:

- выполнение программных мероприятий за счёт предусмотренных источников финансирования;
- ежегодную подготовку отчёта о реализации Программы и обсуждение достигнутых результатов;
- ежегодную корректировку Программы с учётом результатов выполнения Программы за предыдущий период.

Выполнение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности ежегодно отражаются в отчётах, как в натуральном, так и в стоимостном выражении.

Корректировка Программы включает внесение изменений и дополнений в перечень программных мероприятий, с учётом результатов реализации энергосберегающих мероприятий в предыдущем году, а также на основании выявленных проблем в части энергосбережения, требующих их устранения.

Общее руководство по реализации Программы возлагается на руководителя организации.

10. Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей программы

Общий контроль за исполнением целевых показателей Программы осуществляет лицо, назначенное распорядительным документом организации, мониторинг выполнения Программы осуществляет:

- * главный энергетик АО «Самаранефтегаз»;
- * заместитель главного энергетика АО «Самаранефтегаз».

Управление Программой регламентируется приказом, в котором назначаются ответственные лица за выполнение Программы и мероприятий Программы.

11. Иная информация

Ключевые факторы успеха и основные риски Программы приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Ключевые факторы успеха и основные риски Программы

Основные риски Программы	Вероятность реализации риска	Влияние риска на показатели Программы	Примечание
Незапланированное повышение цен на оборудование и материалы, необходимые в Программе	Средняя	Средняя	Требует учета на стадии заключения договоров с поставщиками оборудования
Ошибки технического проектирования и реализации Программы	Низкая	Средняя	Риск управляется АО «Самаранефтегаз»
Возникновение непредвиденных расходов	Высокая	Средняя	Риск управляется АО «Самаранефтегаз»
Изменение валютного курса	Высокая	Низкая	Низкое влияние в связи с большой долей отечественного оборудования

III. Форма целевых и прочих показателей программы

Мероприятия в рамках иных программ, реализуемых организацией (программа модернизации, ремонтная программа и другие), основной целью которых не является энергосбережение и повышение энергетической эффективности, не проводились.

№ 82/18 от 02.03.2018

Директору ООО «Энергосервис»

На № _____ от _____

А.В. Пятову

Коммерческое предложение

Наше предприятие имеет возможность изготовить и поставить в Ваш адрес следующую продукцию, по Вашей заявке:

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена за единицу в руб. с НДС	Сумма в руб. с НДС
1	БМЗ УХЛ1 с УКЛ-6,3-600(150+150+300) (утепленный корпус с системами освещения, отопления, вентиляции и ОПС с GSM передачей данных; без КСО, УКРМ с РВЗ)	1	3 307 000,00	3 307 000,00
2	БМЗ с башней ввода ВЛ УХЛ1 с УКЛ-6,3-900(150+300+450) (утепленный корпус с системами освещения, отопления, вентиляции и ОПС с GSM передачей данных; с КСО-298 Зшт: 1) ВВТЕЛ с РЗА Сириус; 2) ТСН с ТЛС-16; 3)ТН с 3*ЗНОЛП и гр.учета, УКРМ без РВЗ)	1	6 605 000,00	6 605 000,00

Итого: 9 912 000,00
В том числе НДС: 1 512 000,00
Всего к оплате: 9 912 000,00

1. Форма и порядок оплаты: предварительная оплата – 50% от общей стоимости оборудования, окончательный расчет 50% вносятся Покупателем после получения извещения о готовности продукции к отправке в письменном виде

2. Транспортные расходы на доставку данного оборудования до места монтажа **не учтены** в стоимости оборудования.

3. Срок изготовления данной продукции действует с момента всех технических согласований, при условии соблюдения покупателем условий и составляет 60 рабочих дней.

4. Предложение действительно в течении 10 рабочих дней.

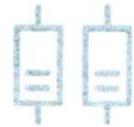
Директор



А.П.Стяжкин

ООО «МИРКОН»

125362, Москва, Новопоселковая ул., д. 6, стр. 40, 2-я проходная ОАО "ТМЗ"
Телефоны: +7(495)783-56-30 (Офис) / +7(499)394-67-32 (Производство)
Эл. адрес: sales@mircond.com / to@mircond.com
Web-сайт: mircond.com



Миркон

№383-С от 15.08.2017г.

Наше предприятие, ООО «МИРКОН», готово изготовить и поставить установки компенсации реактивной мощности. Изготавливаются по ТУ 3430-001-79415193-2009, Сертификат соответствия № ТС RU С- RU.АЛ32.В.00674.

Наименование	Кол-во, шт	Цена, с НДС за ед.	Сумма с НДС	Срок изготовления
БМЗ УХЛ1 с УКЛ-6,3-600(150+150+300) (утепленный корпус с системами освещения, отопления, вентиляции и ОПС с GSM передачей данных; с ТСН, УКРМ с РВЗ) (объект: Трансформаторная подстанция КТПН 35/6. Инв. №476854)	1	3 301 801,01	3 301 801,01	35-55 рабочих дней
БМЗ с башней ввода ВЛ УХЛ1 с УКЛ-6,3-900(150+300+450) (утепленный корпус с системами освещения, отопления, вентиляции и ОПС с GSM передачей данных; с КСО (объект: Электросети <20кВ 6кВ Инв.№6237-5)	1	6 201 921,07	6 201 921,07	
Итого	2		9 503 722,08	

Доставка до места монтажа не включена в стоимость.

Комплектация согласованна с АО "Самаранефтегаз".

Директор

А.В. Климов

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТ

428000, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И.Яковлева, 3, Тел: +7(8352) 624-520, 628-450, 620-744, 574-502, 573-680. Факс: +7 (8352) 620-668, 415-070, 415-020, 415-010, 622-847
<http://www.elapparat.ru> e-mail: elapparat@cbx.ru

№ 15/01-0008 от «24» января 2018г.

Руководителю предприятия

В ответ на Ваш запрос сообщаем, что готовы изготовить и поставить следующее электрооборудование:

№ п/п	Наименование	Кол-во	Ед. изм.	Цена за ед. без НДС, руб.	Стоимость без НДС, руб.
1.	БЗМ УХЛП с УКЛ-6,3-600 (150+150+300) (объект: трансформаторная подстанция КТПН 35/6, инв. № 476854)	1	шт.	3 189 875,55	3 189 875,55
2.	БЗМ с башней ввода ВЛ УХЛП с УКЛ-6,3-900 (150+300+450) (объект: электросети <20кВ 6 кВ, инв. № 6237-5)	1	шт.	5 991 686,46	5 991 686,46
Итого:					9 181 562,01
НДС (18%):					1 652 681,16
Всего с НДС:					10 834 243,17

Доставка, шеф-монтаж и шеф-наладка не входит в стоимость оборудования.

Оплата оборудования (работ, услуг) осуществляется путем перечисления денежных средств, в соответствии со следующими условиями:

- 50% - от общей цены Договора в течение 5 (пяти) банковских дней с даты заключения Договора;

- 50% - от общей цены договора в течение 10 (десяти) банковских дней по факту уведомления о готовности оборудования.

По согласованию сторон могут быть установлены иные условия оплаты.

Поставка оборудования производится в течение 60 дней. Указанный срок поставки предполагает наличие к моменту начала производства согласованного технического задания и поступления 50% предоплаты. Отсутствие указанного задания, а также его изменение в процессе производства могут привести к увеличению указанного срока.

Срок действия данного предложения – до 01 марта 2018г.

Ваше решение прошу сообщить.

С уважением,

Директор по продажам



С. О. Махов