

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение энергоэффективности компрессорной станции

Обучающийся

В. А. оглы Ганбаров

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.п.н., доцент, М. Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ эксплуатационных режимов и особенностей работы электрооборудования компрессорной станции	7
1.1 Характеристика компрессорной станции	7
1.2 Определение расчетной нагрузки подстанции	10
2 Разработка системы мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции.....	17
2.1 Анализ мероприятий по повышению энергоэффективности предприятий.....	17
2.2 Принцип действия и анализ характеристик устройств компенсации реактивной мощности.....	20
2.3 Расчет параметров устройств компенсации реактивной мощности..	40
3 Техничко-экономическая оценка мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции	50
3.1 Расчет затрат.....	50
3.2 Расчет экономического эффекта.....	53
3.3 Расчет срока окупаемости.....	56
Заключение	69
Список используемых источников.....	71

Введение

В настоящее время большинство промышленных предприятий заинтересованы в разработке собственной программы энергосбережения и повышения энергоэффективности задействованного в технологическом процессе оборудования. Это в полной мере относится к Перегребненскому линейному производственному управлению магистральных газопроводов (филиал ООО Газпром Трансгаз Югорск). В ведении этой организации находится компрессорная станция, электрооборудование которой, используемое при транзите газа на дальние расстояния, является весьма энергозатратным.

Для выполнения функции по компримированию природного газа станция оснащена семью газоперекачивающими агрегатами по 32 МВт. Проектная мощность станции – 224 МВт.

Характеристики агрегата газоперекачивающего ГПА-32 «Ладога»:

Напряжение – 380/220 В (основные вводы);

Потребляемые мощности: при предпусковой подготовке – 421 кВт; при пуске – 392 кВт; при работе – 317 кВт; при останове - 350 кВт; работа при электроснабжении от аварийного источника КС – 318 кВт.

Максимальный объем потребляемой реактивной мощности компрессорной станцией, на данный момент, превышает 4000 квар.

«Наиболее распространенными электроприемниками на предприятиях являются электродвигатели и система освещения, вентильные преобразователи и электротермические установки» [3].

Отклонение напряжения негативно сказывается на работе асинхронных двигателей. Так, при снижении напряжения повышается потребляемый ток, что приводит к чрезмерному нагреву и износу изоляции, что в свою очередь, снижает срок службы асинхронного двигателя. Также, пониженное напряжение приводит к снижению частоты вращения двигателя. В случае работы асинхронного двигателя при пониженном напряжении и полной

загрузке может произойти «опрокидывание» двигателя, другими словами, его остановка, что приводит к его повреждениям. «Остановка будет вызвана, в данном случае, с превышением момента сопротивления механизма по сравнению с вращающим моментом. В то же время, повышенное напряжение приводит к повышенному потреблению реактивной мощности, что является причиной повышенных потерь электрической энергии в распределительных сетях» [4].

С учетом того, что уровень напряжения подвержен колебаниям, возникает необходимость контроля потребления реактивной мощности в энергосистеме. «Причем, контроль должен проводиться в различных точках системы электроснабжения предприятия» [5]. Таким образом, для обеспечения надлежащего качества электроэнергии необходимо контролировать и поддерживать на определенном уровне не только параметры напряжения, но и тока (такие как потребление реактивной мощности, коэффициент мощности и ряд других параметров) [29], [30], [31].

В Федеральном законе «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» (№ 261-ФЗ от 23.11.2009 г.), термин «энергосбережение» определен как «реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг)». Здесь же дано определение энергетической эффективности – «характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю».

Как известно, «мероприятия по энергосбережению, в том числе и мероприятия по снижению потерь электроэнергии, можно разделить на две группы [2]:

- Организационные мероприятия. В эту группу входят мероприятия, не требующие капитальных затрат. Для снижения потерь электроэнергии эффективными являются: выравнивание несимметричных нагрузок, стабилизация уровня напряжения, загрузка силовых трансформаторов в оптимальных значениях и т.д.

- Технические мероприятия. В эту группу входят мероприятия, требующие капитальных затрат» [21].

На данный момент на предприятии нет полного понимания того, какие именно мероприятия позволят повысить энергоэффективность компрессорной Перегребненской станции и получают обоснование с экономической точки зрения. Этот факт определяет цель и актуальность темы данной работы.

Учитывая номенклатуру и энергозатратность установленного на компрессорной станции электрооборудования обеспечить энергоэффективность данного объекта, можно за счет проведения технических мероприятий, то есть за счет применения энергосберегающих технических средств. Например, за счет установки на ГПП объекта устройств компенсации потребляемой реактивной мощности [1], [8], [9].

Цель исследования – повышение энергоэффективности компрессорной станции в Перегребненском ЛПУМГ (филиал ООО Газпром Трансгаз Югорск) за счет разработки технических мероприятий.

Объектом исследования в представленной работе является компрессорная станция «Перегребненская».

Предметом исследования – электрооборудование компрессорной станции «Перегребненская».

В соответствии с поставленной целью в работе планирует решение следующих задач:

- анализ эксплуатационных режимов и особенностей работы электрооборудования компрессорной станции;
- анализ перспективных технических решений по повышению энергоэффективности компрессорной станции;

– разработка системы мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции;

– технико-экономическая оценка мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции.

Теоретико-методологическую основу исследования составили работы Акуловой Я.Н., Ливчак В.И., Резникова М.Б., а также федеральные законы и нормативные акты.

Базовыми для настоящего исследования явились также: учебные пособия, электронные библиотеки, материалы научных конференций и семинаров, диссертационные исследования, интернет-ресурсы.

Методы исследования: систематизация, классификация, выборка и сравнения полученных результатов, методы инженерного проектирования, методы инструментального исследования.

Опытно-экспериментальная база исследования заключается в сборе, систематизации и анализе данных по потреблению энергии компрессорной станцией, диссертационные исследования, направленные на определение классов энергоэффективности зданий и сооружений.

Научная новизна исследования заключается в доказательстве необходимости внедрения устройства компенсации реактивной мощности УКРМ-10,5-600.

Теоретическая значимость исследования заключается в том, что снижение полной потребляемой мощности позволит повысить пропускную способность питающей и распределительной сети, а также понизить потери электрической энергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях.

Практическая значимость исследования заключается в том, что в диссертации предложены базовые мероприятия, которые позволят существенно повысить эффективность системы КС и могут быть использованы в любом проекте по повышению энергетической эффективности.

1 Анализ эксплуатационных режимов и особенностей работы электрооборудования компрессорной станции

1.1 Характеристика компрессорной станции

Задачей линейной компрессорной станции «Перегребненская» является компримирование природного газа.

Для выполнения функции по компримированию природного газа станция оснащена семью газоперекачивающими агрегатами по 32 МВт. Проектная мощность станции – 224 МВт.

Характеристики агрегата газоперекачивающего ГПА-32 «Ладога»:

Напряжение – 380/220 В (основные вводы);

Потребляемые мощности:

- при предпусковой подготовке - 421 кВт;
- при пуске - 392 кВт;
- при работе - 317 кВт;
- при останове - 350 кВт;
- работа при электроснабжении от аварийного источника КС–318 кВт.

Электроснабжение рассматриваемой компрессорной станции осуществляется от ввода ВЛ 110кВ с последовательным понижением напряжения посредством трансформатора напряжения ТДН-10000/110, далее трансформаторов напряжения ТСЗГЛ-10/0,4кВ, размещенных на семи соответствующих комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) [13].

Схема электроснабжения газоперекачивающих агрегатов представлена на рисунке 1.

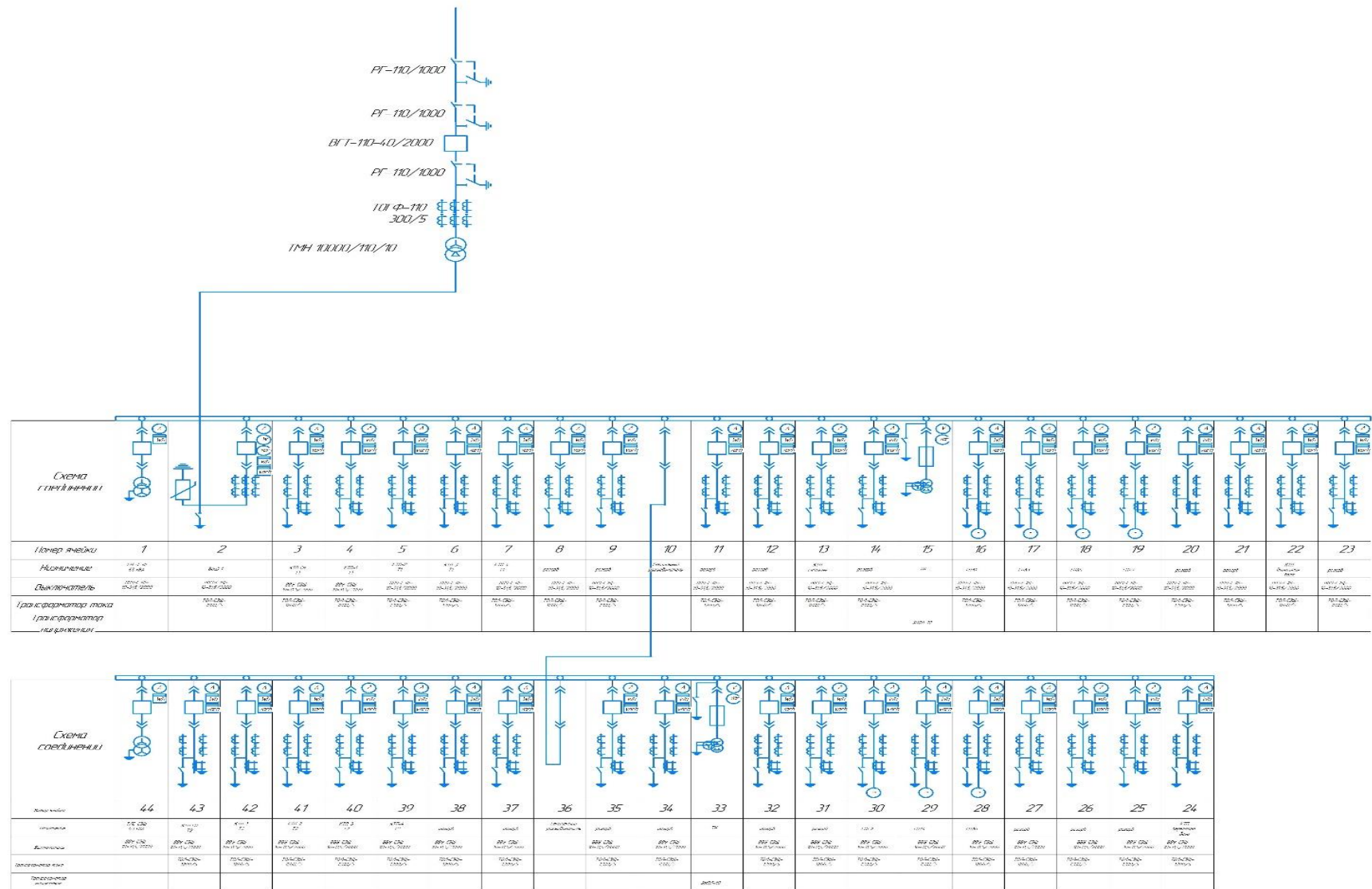


Рисунок 1 – Схема электроснабжения газоперекачивающих агрегатов

1.2 Определение расчетной нагрузки подстанции

Для выявления потенциала энергосбережения и выбора технических мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции рассчитаем электрические нагрузки данного объекта, по методике, изложенной в учебном пособии [20].

Исходные данные для расчета электрических нагрузок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование потребителей	P_y , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
КТП-1	2125	0,65	0,85	0,62
КТП-2	2125	0,65	0,85	0,62
КТП-3	2125	0,65	0,85	0,62
КТП-4	2125	0,65	0,85	0,62
КТП (скважины)	340	0,9	0,85	0,62
КТП (береговая база)	720	0,8	0,9	0,48
КТП СН	1260	0,8	0,9	0,48
Итого:	10820	-	-	-

Расчетная активная мощность потребителей ПС 110/10 кВ вычисляем по формуле:

$$P_p = P_y \cdot k_c \quad (1)$$

где P_p – суммарная активная мощности электроприемника;

k_c – коэффициент спроса электроприемника.

Расчетная реактивная мощность потребителей ПС 110/10 кВ:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2)$$

где Q_p – суммарная реактивная мощности электроприемника;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности объекта.

Далее проведем расчеты для КТП-1, КТП-2, КТП-3 и КТП-4, так как они имеют одинаковую мощность, а также коэффициенты спроса и мощности.

Расчетная активная мощность для КТП-1, КТП-2, КТП-3 и КТП-4, согласно формуле (1), составляет:

$$P_p = 2125 \cdot 0,65 = 1381,3 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность для КТП-1, КТП-2, КТП-3 и КТП-4, согласно формуле (2), составляет:

$$Q_p = 1381,25 \cdot 0,62 = 856,0 \text{ квар.}$$

Расчетная полная мощность потребителей ПС 110/10 кВ:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (3)$$

Расчетная полная мощность для КТП-1, КТП-2, КТП-3 и КТП-4, согласно формуле (3), составит:

$$S_p = \sqrt{1381,3^2 + 856,0^2} = 1625,0 \text{ кВА.}$$

Далее будут проведены расчеты для КТП (скважины).

Расчетная активная мощность для КТП (скважины), согласно формуле (1), составит:

$$P_p = 340 \cdot 0,9 = 306,0 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность для КТП (скважины), согласно формуле (2), составит:

$$Q_p = 306,0 \cdot 0,62 = 189,6 \text{ квар.}$$

Таким образом, расчетная полная мощность для КТП (скважины), согласно формуле (3), составит:

$$S_p = \sqrt{306,0^2 + 189,6^2} = 360,0 \text{ кВА.}$$

Далее будут проведены расчеты для КТП (береговая база).

Таким образом, расчетная активная мощность для КТП (береговая база), согласно формуле (1), составит:

$$P_p = 720 \cdot 0,8 = 576,0 \text{ кВт.}$$

Таким образом, расчетная реактивная мощность для КТП (береговая база), согласно формуле (2), составит:

$$Q_p = 576,0 \cdot 0,48 = 279,0 \text{ квар.}$$

Таким образом, расчетная полная мощность для КТП (береговая база), согласно формуле (3), составит:

$$S_p = \sqrt{576,0^2 + 279,0^2} = 640,0 \text{ кВА.}$$

Далее будут проведены расчеты для КТП СН.

Таким образом, расчетная активная мощность для КТП СН, согласно формуле (1), составит:

$$P_p = 1260 \cdot 0,8 = 1008,0 \text{ кВт.}$$

Таким образом, расчетная реактивная мощность для КТП СН, согласно формуле (2), составит:

$$Q_p = 1008,0 \cdot 0,48 = 483,8 \text{ квар}$$

Таким образом, расчетная полная мощность для КТП СН, согласно формуле (3), составит:

$$S_p = \sqrt{1008,0^2 + 483,8^2} = 1118,1 \text{ кВА.}$$

В таком случае итоговая активная мощность потребителей ПС 110/10 кВ составит:

$$\Sigma P_p = 1381,3 + 1381,3 + 1381,3 + 1381,3 + 306,0 + 576,0 + 1008,0 = 7415,0 \text{ кВт.}$$

В таком случае итоговая реактивная мощность потребителей ПС 110/10 кВ составит:

$$\Sigma Q_p = 856,0 + 856,0 + 856,0 + 856,0 + 189,6 + 279,0 + 483,8 = 4376,5 \text{ квар.}$$

В таком случае итоговая полная мощность потребителей ПС 110/10 кВ составит:

$$\Sigma Q_p = 1625,0 + 1625,0 + 1625,0 + 1625,0 + 360,0 + 640,0 + 1118,1 = 8618,1 \text{ кВА.}$$

Потери активной мощности в трансформаторах ПС определяются выражением [32]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot \Sigma S_P. \quad (4)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ПС определяются выражением [32]:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,10 \cdot \Sigma S_P. \quad (5)$$

Таким образом, потери активной мощности в трансформаторах ПС 110/10 кВ составят:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 8618,1 = 172,4 \text{ кВт.}$$

Таким образом, потери реактивной мощности в силовых трансформаторах 110/10 кВ составят:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,10 \cdot 8618,1 = 861,8 \text{ квар.}$$

В таком случае полная расчетная мощность предприятия на шинах 110 кВ составит:

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{(P_P + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_P + \Delta Q_{\text{тр}})^2} \quad (6)$$
$$S_{P\Sigma} = \sqrt{(7415,0 + 172,4)^2 + (4376,5 + 861,8)^2} = 922,0 \text{ кВА.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет силовой нагрузки

Наименование потребителей	P_y , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta Q_{тр}$, квар	$S_{p\Sigma}$, кВА
КТП-1	2125	0,65	0,85	0,62	1381,3	856,0	1625,0	-	-	-
КТП-2	2125	0,65	0,85	0,62	1381,3	856,0	1625,0	-	-	-
КТП-3	2125	0,65	0,85	0,62	1381,3	856,0	1625,0	-	-	-
КТП-4	2125	0,65	0,85	0,62	1381,3	856,0	1625,0	-	-	-
КТП (скважины)	340	0,90	0,85	0,62	306,0	189,6	360,0	-	-	-
КТП (береговая база)	720	0,80	0,9	0,48	576,0	279,0	640,0	-	-	-
КТП СН	1260	0,8	0,9	0,48	1008,0	483,8	1118,1	-	-	-
Итого:	10820	0,69	0,86	0,59	7415,0	4376,5	8618,1	172,4	861,8	9220,0

Как можно видеть из полученных данных, что работа газоперекачивающей компрессорной станции сопровождается потреблением реактивной мощности в объеме 4376,5 квар. Поэтому установка устройств компенсации реактивной мощности на ГПП объекта является перспективным техническим решением по повышению энергоэффективности рассматриваемой компрессорной станции.

Выводы по разделу 1.

Задачей линейной компрессорной станции «Перегребненская» является компримирование природного газа.

Станция оснащена семью газоперекачивающими агрегатами по 32 МВт. Проектируемая мощность станции - 224 МВт - позволяет создать давление газа на выходе с КС до 28,45МПа.

Для энергоснабжения компрессорной станции «Перегребненская» используется один ввод ВЛ 110кВ с последовательным понижением напряжения посредством трансформатора напряжения ТДН-10000/110, далее трансформаторов напряжения ТСЗГЛ-10/0,4кВ.

Так же на станции предусмотрены системы резервного электроснабжения в виде электростанций собственных нужд (далее ЭСН) в количестве семи штук, в качестве топлива использующие природный газ и аварийные дизельные электростанции (далее АДЭС) в количестве 4 штук, в качестве топлива использующие дизельное топливо.

Для выявления потенциала энергосбережения и выбора технических мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции были рассчитаны электрические нагрузки данного объекта.

Расчет показал, что технологический процесс газоперекачивающей компрессорной станции «Перегребненская» сопровождается потреблением реактивной мощности в объеме 4376,5 квар.

Внедрение установок компенсации реактивной мощности позволит повысить энергоэффективность системы электроснабжения данного объекта.

2 Разработка системы мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции

2.1 Анализ мероприятий по повышению энергоэффективности предприятий

Понятие энергосбережение в федеральном законе «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 3 апреля 1996 года определяется как «реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии». В данном случае не отражен вопрос эффективности использования энергетических ресурсов, а также, не раскрыты показатели эффективности этой эффективности. Для решения этих вопросов были пересмотрены основные понятия энергосбережения на законодательном уровне. В связи с чем был издан очередной закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» (№ 261-ФЗ от 23.11.2009 г.), в котором термин «энергосбережение» определен как «реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг)».

Здесь же введено понятие энергетической эффективности – «характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю» [6].

Можно провести условную классификацию факторов, влияющих на энергоэффективность. Классификация состоит из пяти групп: информационно-аналитические, технико-экономические, законодательные и нормативные, финансово-экономические, а также, мотивационные и стимулирующие.

К информационно-аналитическим относятся факторы сбора и обработки информации: состояние измерительных приборов и эффективность системы сбора данных и анализа.

«К технико-экономическим факторам относятся техническая возможность модернизации и техническое состояние оборудования» [31].

К законодательным и нормативным факторам относятся возможность совершенствования нормативной и законодательной баз. Сюда можно отнести правовое регулирование в области энергосбережения. В соответствии с Федеральным законом № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

- эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий».

К финансово-экономическим факторам относятся объемы вложений, собственных и заемных средств, а также целесообразность реализации мероприятий. Здесь также играет роль законодательная база «Российская Федерация вправе осуществлять софинансирование расходных обязательств

субъектов Российской Федерации, муниципальных образований в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в пределах средств, предусмотренных федеральным законом о федеральном бюджете на соответствующий финансовый год и на плановый период. Средства федерального бюджета, предусмотренные указанным федеральным законом, предоставляются бюджетам субъектов Российской Федерации в виде субсидий в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Такой порядок должен содержать также порядок распределения субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации, цели предоставления субсидий и критерии отбора субъектов Российской Федерации - получателей субсидий. В число критериев отбора субъектов Российской Федерации - получателей субсидий должны быть включены показатели, отражающие эффективность региональных, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

К мотивационным и стимулирующим факторам относится заинтересованность персонала в реализации и успешной эксплуатации энергосберегающих мероприятий. Согласно Федеральному закону № 261-ФЗ от 23.11.2009 г. «государственная поддержка инвестиционной деятельности в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности может осуществляться, в частности, с применением мер стимулирующего характера, предусмотренных законодательством о налогах и сборах, путем возмещения части затрат на уплату процентов по кредитам, займам, полученным в российских кредитных организациях на осуществление инвестиционной деятельности, реализацию инвестиционных проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности».

К мотивационным факторам можно также отнести еще один пункт Федерального закона «об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» – «органы государственной власти, органы местного самоуправления, уполномоченные на осуществление государственного

регулирования цен (тарифов), вправе устанавливать социальную норму потребления населением энергетических ресурсов, а также пониженные цены (тарифы), применяемые при расчетах за объем потребления энергетических ресурсов (услуг по их доставке), соответствующий социальной норме потребления, при условии обязательной компенсации организациям, осуществляющим поставки энергетических ресурсов, оказание услуг, соответствующей части затрат на их осуществление. Такая компенсация может обеспечиваться за счет установления для населения цен (тарифов), дифференцированных в отношении энергетических ресурсов, поставляемых населению в пределах социальной нормы потребления и сверх социальной нормы потребления».

Для повышения энергоэффективности газоперекачивающий компрессорной станции сосредоточимся на разработке технических мероприятий, а именно на мероприятиях по установке устройств компенсации реактивной мощности. Для этого проанализируем и определим требуемые технические характеристики компенсирующих устройств.

2.2 Принцип действия и анализ характеристик устройств компенсации реактивно мощности

2.2.1 Принципы компенсации реактивной мощности

Работа любого электрооборудования связана с потреблением активной и реактивной мощности.

Активная мощность направлена на выполнение полезной работы – прямое предназначение электрооборудования. В то же время, реактивная мощность вызывает нагрев электрооборудования и создает электромагнитные поля, а также является причиной колебаний напряжения [11], [12].

Полная мощность, потребляемая электрооборудованием и передаваемая по токопроводящим элементам, определяется как геометрическая сумма реактивной и активной мощностей (рисунок 2).

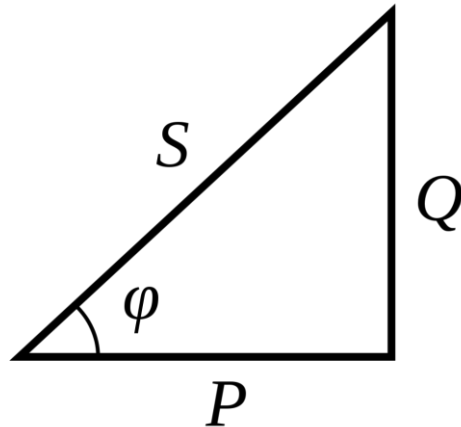


Рисунок 2 – Активная, реактивная и полная мощность

Как видно на рисунке 2, активная и реактивная мощности являются катетами прямоугольного треугольника. Полная мощность – гипотенуза. Таким образом, по теореме Пифагора, выполняется расчет полной мощности (формула 3). Угол φ – угол, образующийся между активной и полной мощностями. При оценке потребления угол φ служит показателем соотношения реактивной и полной мощностей.

Так как реактивная мощность также нагружает токопроводящие элементы и коммутационное оборудование, при проектировании системы электроснабжения учитывают именно полную мощность несмотря на то, что реактивная мощность не выполняет полезной работы [15], [16].

Таким образом, увеличение потребляемой реактивной мощности приводит к необходимости в применении большего сечения кабельных линий или шин, а также оборудования большей номинальной мощности. Другими словами, увеличение потребления реактивной мощности является причиной перерасходов предприятия на систему электроснабжения [23], [24], [25], [26], [27], [28].

Несмотря на то, что при оплате потребляемой электроэнергии выполняется учет, как правило, активной мощности, энергоснабжающие организации могут выставлять дополнительные счета за потребляемую реактивную мощность. Это происходит в том случае, если доля реактивной

мощности в общем балансе потребления превышает определенные допустимые значения. В таких случаях, для оценки баланса потребления электроэнергии, использую коэффициент мощности – косинус угла φ ($\cos\varphi$), или же тангенс угла φ ($tg\varphi$).

«Оптимальным значением косинуса угла φ принято считать диапазон от 0,9 до 1,0. Этим значением косинуса φ соответствуют значения тангенса угла φ в диапазоне от 0,0 до 0,5» [33].

Стоит отметить, что оптимальные значения косинуса φ и тангенса угла φ зависят от номинального напряжения электрооборудования. оптимальные значения косинуса φ и тангенса угла φ в зависимости от номинального напряжения приведены в таблице 3 [36].

Таблица 3 – Оптимальные значения косинуса φ и тангенса угла φ

Номинальное напряжения, кВ	$tg\varphi$	$\cos\varphi$
110	0,50	0,89
35	0,40	0,93
6-10	0,40	0,93
0,4	0,35	0,94

Чрезмерный расход реактивной мощности является причиной ухудшения показателей качества электроэнергии. Так, рост реактивного тока приводит к снижению уровня напряжения в сети, что, в свою очередь, является причиной увеличения потерь электроэнергии [35].

Перерасход реактивной мощности вызывает ухудшение качества электрической энергии – реактивный ток нагружает линии электропередач, что в свою очередь, приводит к увеличению потерь напряжения и мощности. К тому же большая амплитуда изменения напряжения в системе электроснабжения вызывает необходимость в его регулировании на подстанции, что, в свою очередь, усложняет эксплуатацию электрооборудования [34].

Наиболее распространенными электроприемниками на предприятиях являются электродвигатели и система освещения, вентиляльные преобразователи и электротермические установки [32], [33].

Отклонение напряжения негативно сказывается на работе асинхронных двигателей. Так, при снижении напряжения повышается потребляемый ток, что приводит к чрезмерному нагреву и износу изоляции, что в свою очередь, снижает срок службы асинхронного двигателя. Также, пониженное напряжение приводит к снижению частоты вращения двигателя. В случае работы асинхронного двигателя при пониженном напряжении и полной нагрузке может произойти «опрокидывание» двигателя, другими словами, его остановка, что приводит к его повреждениям. Остановка будет вызвана, в данном случае, с превышением момента сопротивления механизма по сравнению с вращающим моментом. В то же время, повышенное напряжение приводит к повышенному потреблению реактивной мощности, что является причиной повышенных потерь электрической энергии в распределительных сетях [22].

Можно сделать вывод, что снижение потребления реактивной мощности позволит улучшить показатели качества электроэнергии, увеличить ресурс электрооборудования, повысить надежность системы электроснабжения, упростить эксплуатацию электрооборудования, а также снизить затраты на потери электрической энергии.

Снижения потребления реактивной мощности можно добиться несколькими способами. К ним относятся:

- оптимизация режима работы электроприемников;
- применение конденсаторных установок;
- установка синхронных компенсаторов;
- эксплуатация синхронных двигателей при пониженной нагрузке.

Несмотря на явные преимущества компенсации реактивной мощности в экономическом и техническом плане, также стоит, что в некоторых случаях

процесс компенсации реактивной мощности может привести в негативные последствия.

Так, перекомпенсация реактивной мощности (в случае превышения мощности компенсирующих устройств по отношению к потребляемой) приводит к увеличению в сети емкостных токов. К последствиям перекомпенсации можно отнести [14]:

- увеличение напряжения в сети;
- нагрев токопроводящих элементов;
- снижение пропускной способности системы электроснабжения.

В случае недостаточной мощности компенсирующих устройств происходит процесс недокомпенсации. В таком случае происходят те же процессы, что и при отсутствии компенсирующих устройств, но в меньшей степени:

- рост индуктивного тока;
- снижение напряжения сети;
- рост потерь электрической энергии;
- снижение пропускной способности системы электроснабжения.

Стоит отметить, что перекомпенсация представляет большую опасность, так как значительное увеличение напряжения в сети может привести выходу из строя электрооборудования, а также возникновению короткого замыкания.

На рисунке 3 представлены основные положения компенсации реактивной мощности.



Рисунок 3 – Компенсация реактивной мощности

Таким образом компенсация реактивной мощности всегда выгодна технически, а зачастую и финансово, что может быть оперативно просчитано даже вручную и экономически целесообразна при правильном выборе установки, мероприятия и расчете коэффициента реактивной мощности.

2.2.2 Синхронные компенсаторы реактивной мощности

Синхронный компенсатор представляет собой синхронный электродвигатель, работающий в холостом режиме – без нагрузки. В таком режиме работы электродвигатель является потребителем емкостного тока [11].

В то же время, при минимальных нагрузках энергосистемы, синхронные компенсаторы могут работать в недовозбужденном режиме. В таком режиме синхронные компенсаторы начинают пострелять индуктивный ток и реактивную мощность.

Изменение режима работы связано с тем, что при снижении общей нагрузки энергосистемы происходит повышение напряжения. Для

поддержания уровня напряжения в определенных пределах, в таких случаях можно загружать сеть индуктивным током, чего пытаются избежать в рабочем режиме энергосистемы.

Для оперативного регулирования режима работы синхронного компенсатора и напряжения на вводе компенсатора, устанавливается автоматический регулятор напряжения и возбуждения, регулирующий ток обмотки возбуждения. Благодаря чему напряжение в сети поддерживается в заданных пределах.

Генерация реактивной мощности, в данном случае, связана с минимальными затратами. В то же время передача реактивной мощности также вызывает потери электроэнергии в токопроводящих элементах и силовых трансформаторах. Таким образом, применять синхронные компенсаторы целесообразно в непосредственной близости от потребителей реактивной мощности.

В большинстве случаев синхронные компенсаторы устанавливаются в распределительном устройстве понизительных подстанциях – ПС 110/6(10) кВ или 35/10(10) кВ.

Стоит отметить, что синхронные компенсаторы, как правило, применяются в электроустановках 6 или 10 кВ.

Синхронные компенсаторы различаются между собой по типу системы возбуждения:

- тиристорная;
- электромашинное возбуждение с подвозбуждением;
- бесщёточные.

У синхронных компенсаторов с тиристорным возбуждением переменный ток преобразуется в постоянный при помощи тиристорного преобразователя.

У синхронных компенсаторов с электромашинным возбуждением с подвозбуждением, происходит автоматическое регулирование напряжения на

выводах подвозбудителя. Роль подвозбудителя выполняет синхронный генератор с постоянными магнитами.

У синхронных компенсаторов с бесщеточной системой возбуждения передача электроэнергии к обмотке возбуждения реализуется без скользящего щеточного контакта. Особенность бесщеточной системы возбуждения заключается в способе выпрямления тока и в конструкции возбудителя. Роль возбудителя играет синхронный генератор переменного тока с неподвижными обмотками возбуждения в статоре, а выпрямленный ток поступает в обмотку статора.

Как и другие электродвигатели, синхронные компенсаторы имеют стандартный диапазон мощностей. В данном случае, мощность варьируется от 10 МВА до 160 МВА.

В плане эффективности работы синхронные компенсаторы способны повышать коэффициент мощности ($\cos\varphi$) до значений 0,92 или 0,95, что отвечает требуемым показателям таблицы 3.

Синхронные компенсаторы допускается использовать как в помещениях (в том числе, в помещении подстанции), так и вне помещений (под открытым небом). В случае применения синхронного компенсатора вне помещений, корпус выполнен в герметичном исполнении.

Также, синхронные компенсаторы различают по типу системы охлаждения. Синхронные компенсаторы мощностью до 25 МВА могут иметь воздушную систему охлаждения. Более мощные синхронные компенсаторы охлаждаются при помощи вентиляторов, обеспечивающих циркуляцию водорода в системе охлаждения.

Помимо того, что синхронные компенсаторы подключаются к шинам распределительных устройств 6 кВ или 10 кВ, иногда их устанавливают на воздушных линиях.

В случае малой нагрузки на длинной воздушной линии, коэффициент мощности $\cos\varphi$ снижается.

Для компенсации емкостного тока воздушной линии, устанавливают синхронный компенсатор, работающий в недовозбужденном режиме.

В случае максимальной загрузки воздушной линии преобладает индуктивный ток, который компенсируется в перевозбужденном режиме компенсатора.

Стоит отметить, что при изменениях нагрузки на воздушных линиях происходят существенные колебания напряжения. В таком случае, синхронные компенсаторы способны поддерживать напряжения в заданных пределах в широком диапазоне изменения нагрузок.

Благодаря этой способности синхронные компенсаторы получили широкое применение в районных электрических сетях.

Для поддержания уровня напряжения в пределах, установленных [14], на протяжении больших участков воздушных линий (достигающих десятки километров), устанавливаются промежуточные подстанции, укомплектованные синхронными компенсаторами.

Таким образом, синхронные компенсаторы позволяют отказаться от регулирования напряжения путем изменения количества витков обмотки трансформатора, что упрощает эксплуатацию силовых трансформаторов.

Таким образом, можно выделить основные преимущества синхронных компенсаторов:

- возможность плавного регулирования генерируемой или потребляемой реактивной мощности;
- возможность плавного регулирования напряжения.

2.2.3 Конденсаторные установки реактивной мощности

Конденсаторные установки представляют собой устройство, состоящее из конденсаторов, коммутационного оборудования и блока управления (в управляемых конденсаторных установках). Единичная мощность одного конденсатора может варьироваться в пределах 1-125 квар в зависимости от общей мощности установки и требуемого шага регулирования. Чем меньше единичная мощность конденсатора в установке, тем меньше шаг

регулирования и точнее фактическая реактивная мощность относительно требуемых значений.

В отличие от синхронных компенсаторов, конденсаторные установки могут использоваться как в сетях 6-10 кВ, так и в электросетях 0,22-0,4 кВ.

С точки зрения монтажа и эксплуатации, к наиболее простым можно отнести комплектные конденсаторные установки. Они поставляются в сборе и комплектуются необходимым количеством конденсаторов любой мощности. Также в конструкции уже предусмотрены коммутационные аппараты, аппараты защиты, приборы контроля и учета. В качестве коммутационных аппаратов могут выступать автоматические выключатели, выключатели нагрузки, разъединители или магнитные пускатели.

С точки зрения управления, конденсаторные установки бывают регулируемые и нерегулируемые. Отличие заключается в том, что у нерегулируемой общей мощности установок остается постоянной в то время, как у регулируемых в конструкции предусмотрен блок управления, которые может отключать часть конденсаторов в зависимости от величины индуктивного тока в сети. Таким образом, принципиальным отличием конденсаторных установок от синхронных компенсаторов является ступенчатый закон регулирования номинальной мощности устройства.

К тому же, при использовании нерегулируемых конденсаторных установок может возникнуть явление перекомпенсации реактивной мощности, так как потребляемая реактивная мощность, как правило, меняется на протяжении суток.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее эффективными являются управляемые комплектные конденсаторные установки (УКРМ)

На рисунке 4 приведена схема подключения УКРМ к сетям 0,4 кВ.

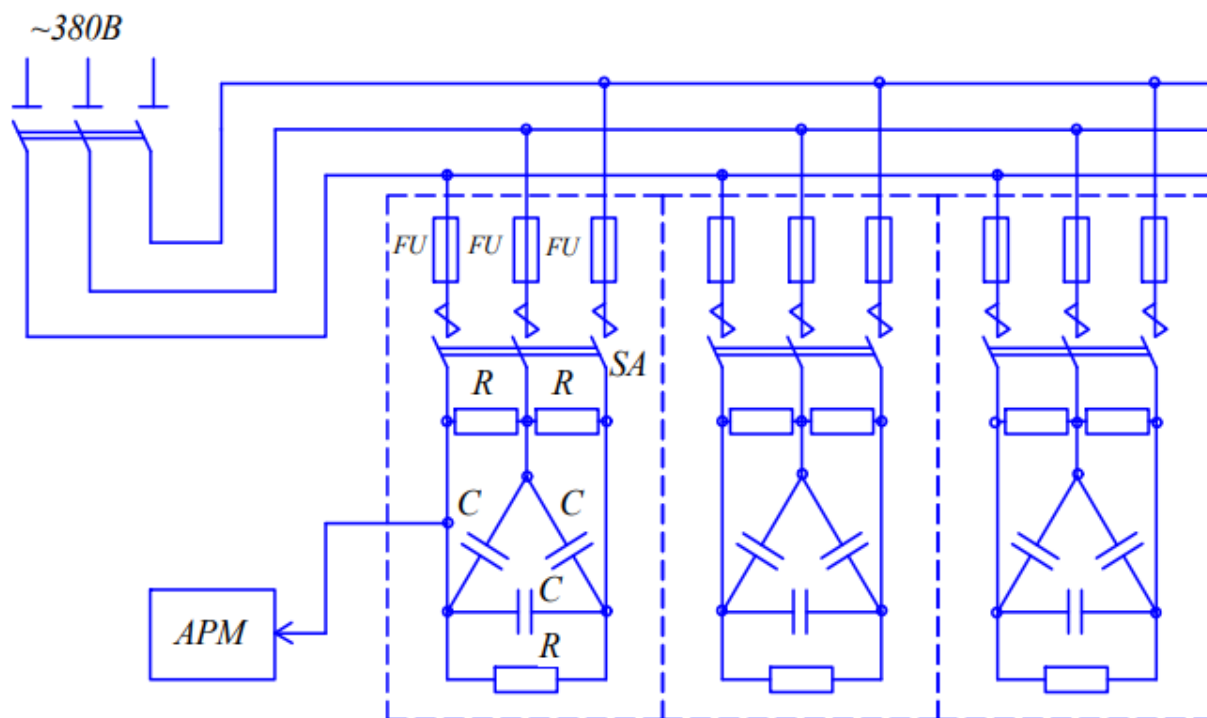


Рисунок 4 – Схема подключения ККУ к сетям 0,4 кВ

Как видно на рисунке 3, в данном случае, УКРМ состоит из трех батарей конденсаторов C , подключаемых к сети посредством автоматического выключателя SA . Для защиты оборудования от сверхтоков, применяются предохранители – FU . Управление мощностью конденсаторной установки происходит при помощи блока автоматического регулирования мощности (АРМ).

На рисунке 5 приведена схема подключения компенсационных конденсаторных установок (ККУ) к сетям 6-10 кВ.

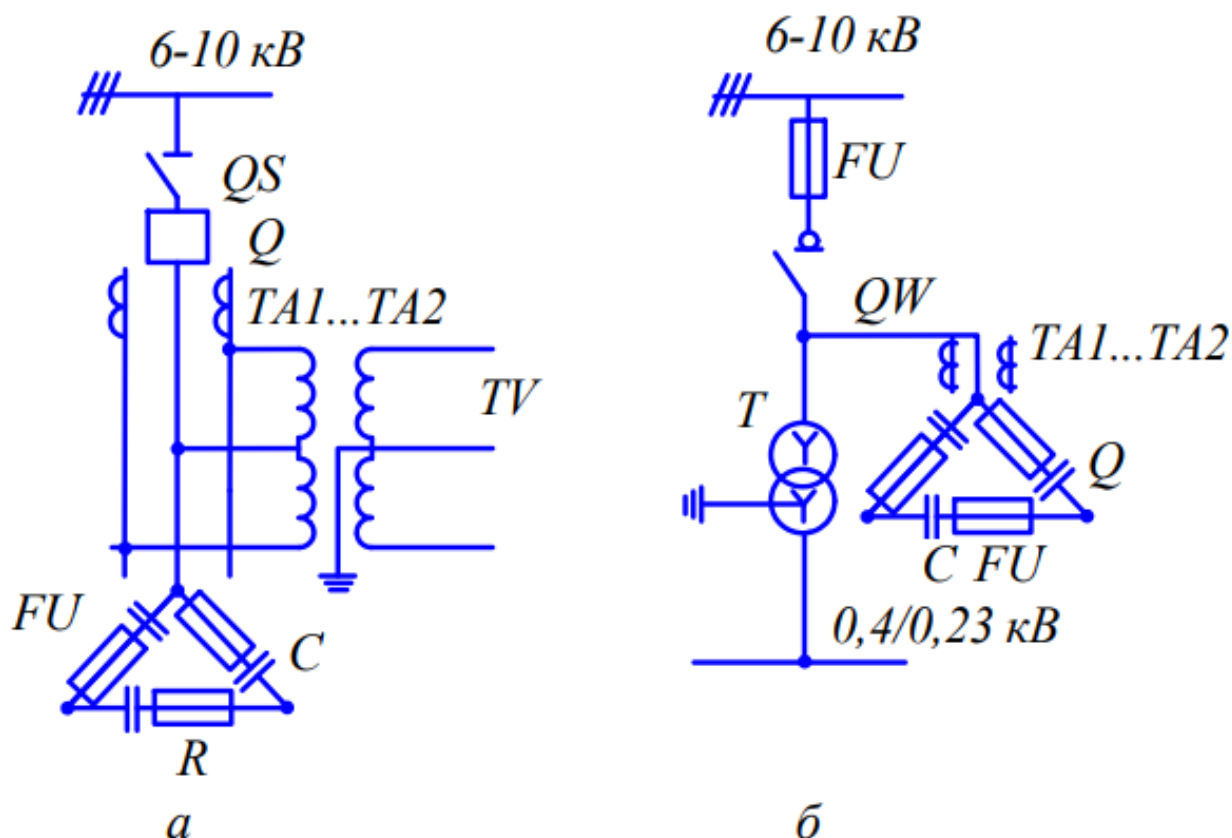


Рисунок 5 – Схема подключения ККУ к сетям 6-10 кВ

На рисунке 5 а) представлена схема подключения конденсаторной установки через силовой выключатель Q и разъединитель QS .

На рисунке 5 б) представлена схема подключения конденсаторной установки через предохранитель FU и выключатель нагрузки QW .

Стоит отметить, что конденсаторные установки принято считать наиболее выгодным вариантом компенсации реактивной мощности [37], [38], [39], [40], [41]. Однако, максимальная эффективность в данном случае достигается при установке устройства в непосредственной близости к потребителям реактивной мощности.

К преимуществам комплектных конденсаторных установок можно отнести:

- модульное строение позволяет увеличивать номинальную мощность конденсаторных установок;

- малые удельные потери;
- малые затраты на монтаж и обслуживание.

В то же время, к недостаткам комплектных конденсаторных установок можно отнести:

- ступенчатый закон регулирования номинальной мощности конденсаторных установок;
- пожароопасность и малая прочность конденсаторных установок;
- рост гармонических составляющих напряжения.

2.2.4 Фильтрокомпенсирующие устройства

Фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ) – термин, применяющийся к оборудованию, осуществляющему одновременную компенсацию высших гармоник и реактивной мощности.

Компоновка элементов фильтрокомпенсирующего устройства представлена ниже (рисунок 6).

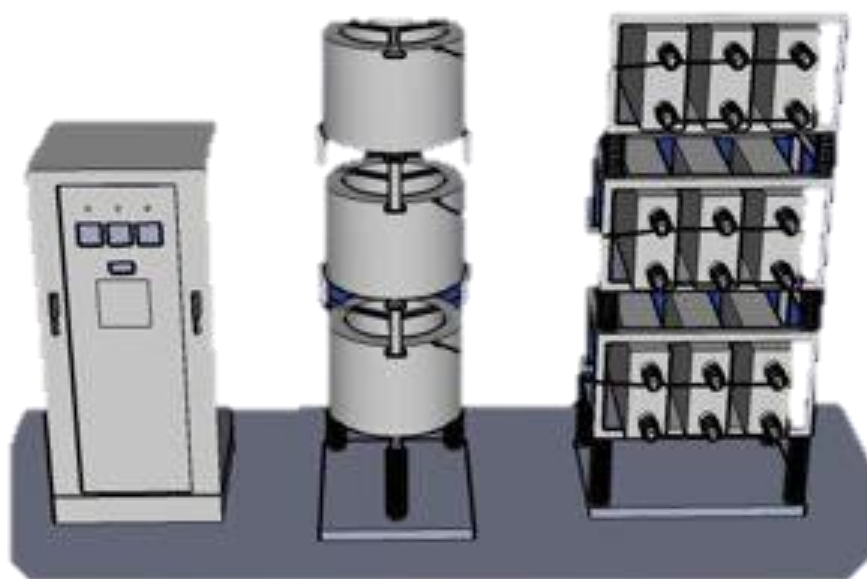


Рисунок 6 – Компоновка элементов фильтрокомпенсирующего устройства

Вводная ячейка (на рисунке 6 – левая часть установки) изготавливается из листовой стали. Внутри ячейка оборудована устройствами защиты и управления, а также вводным коммутационным аппаратом.

Блоки конденсаторов (на рисунке 6 – правая часть установки) расположены на полимерных изоляторах в стальной раме. Блоки конденсаторов представляют собой однофазные или трехфазные высоковольтные конденсаторы.

Однофазные реакторы (на рисунке 6 – центральная часть установки) с воздушным сердечником расположены на полимерных изоляторах. Воздушные реакторы - это катушки индуктивности, состоящие из армирующего каркаса с намотанным многожильным проводом. Индуктивность реакторов зависит от количества витков в их конструкции и их геометрии. Как и в трансформаторах, в реакторах можно менять мощность при помощи изменения числа витков обмотки. Однофазные реакторы предназначены для поддержания стабильной частоты устройства во всех режимах его работы.

Основания элементов фильтрокомпенсирующего устройства имеют высокую степень механической прочности, что допускает его работы на открытом воздухе.

Все элементы фильтрокомпенсирующего устройства соединены между собой медными шинами.

Можно выделить несколько типов фильтрокомпенсирующих устройств:

- узкополосные фильтры, которые настраивают на определенные гармоники (чаще всего нечетные – 3, 5 и 7);
- широкополосные (режекторные) фильтры, которые используются в широком спектре на высоких частотах.

Наибольшая эффективность при борьбе с гармоническими искажениями достигается за счет комплексного применения широкополосных и узкополосных фильтров.

Фильтрокомпенсирующие устройства получили широкое применение в электроустановках 6-10 кВ. Это объясняется тем, что высоковольтное оборудование создает гармонические колебания в меньшем спектре. В то время как электрооборудование напряжением 0,22-0,38 кВ создает искажения

в широком спектре гармонических колебаний. Таким образом, проще настроить узкополосные фильтры на определенные гармоники в сетях 6-10 кВ, а не бороться с широким спектром гармонических искажений в сетях 0,4 кВ.

Для решения проблемы возникновения гармоник существует ряд решений:

- снижение количества или мощности оборудования, являющегося источников гармоник;
- сбалансированное распределение однофазного оборудования по фазам;
- увеличение тока короткого замыкания;
- использование оборудования с большей пульсностью (6-пульсное оборудование заменить на 12-ти или 18-импульсное оборудование);
- использование пассивных или активных фильтров гармоник.

Применение пассивного фильтра гармоник подразумевает его настройку на определенную частоту (гармонику). Таким образом, использование пассивного фильтра гармоник вызывает необходимость в анализе качества электрической энергии на объекте, для дальнейшего проектирования. То есть, при изменении режимов работы распределительных сетей, а именно изменению гармоник, пассивные фильтры могут перегрузиться.

Отличие активных фильтров гармоник от пассивных заключатся в том, что активные фильтры способны обеспечивать требуемый уровень широкого спектра гармонических составляющих напряжения. К тому же, к преимуществам активных фильтров гармоник можно отнести высокую скорость реакции оборудования на изменение гармоник.

Существует несколько вариантов исполнения активных фильтров гармоник:

- с параллельным подключением;
- с последовательным подключением;
- с комбинированным подключением.

В случае параллельного подключения принцип работы фильтра гармоник заключается в подаче тока в электрическую сеть, являясь при этом источником тока (рисунок 7). Суть работы заключается в подаче в сеть тока в противофазе с током нагрузки, генерирующей искажения. Результирующий ток обретает синусоидальную форму.

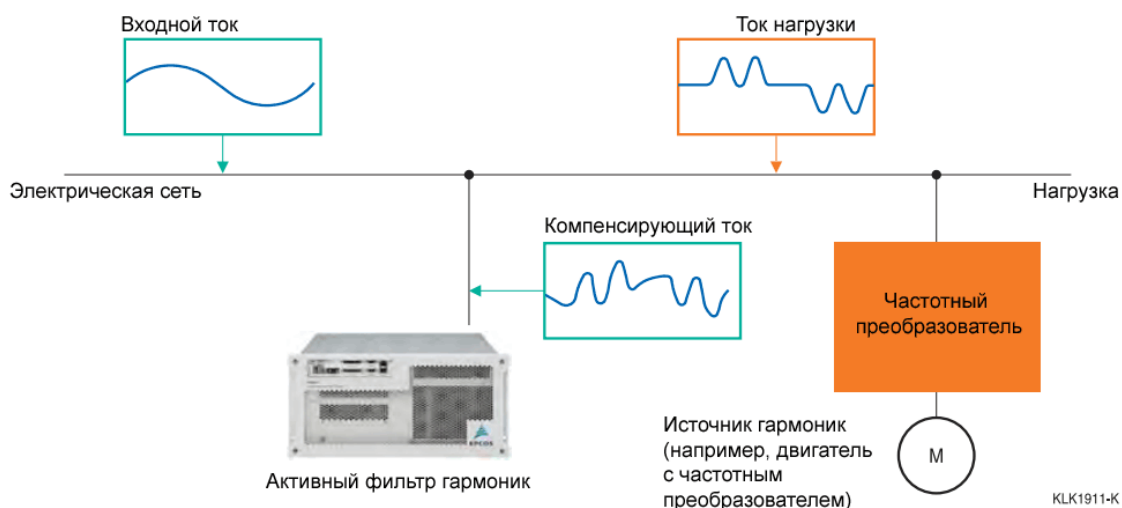


Рисунок 7 – Параллельное подключение активного фильтра гармоник

В случае последовательного подключения принцип работы фильтра гармоник заключается в подаче напряжения в сеть, являясь при это источником напряжения (рисунок 8). В данном случае фильтр гармоник подключают к обмотке силового трансформатора.

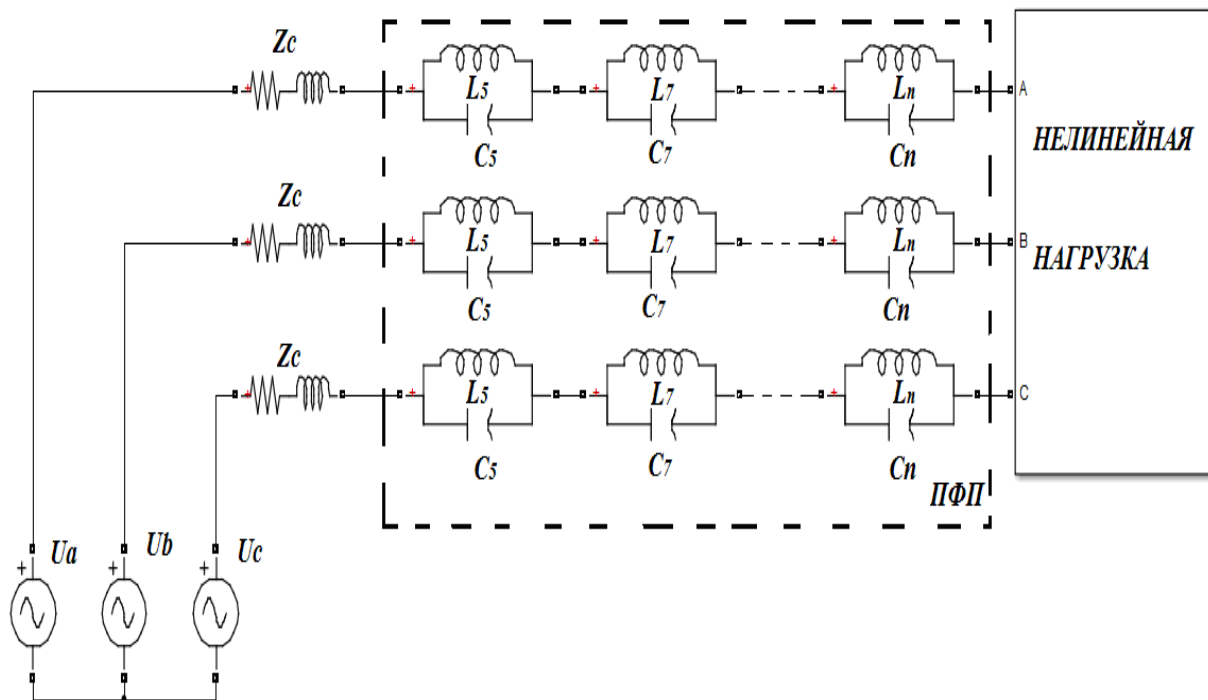


Рисунок 8 – Последовательное подключение активного фильтра гармоник

Преимущества последовательного подключения заключаются в возможности регулирования гармонических составляющих напряжения широкого спектра, а также снижать потерь напряжения в системе электроснабжения. К недостаткам можно отнести более высокую стоимость оборудования и сложности в случае модернизации. По этим причинам, более широкое применение получили фильтры гармоник параллельного подключения благодаря меньшей стоимости и отсутствием каких-либо сложностей при модернизации оборудования.

2.2.5 Проблемы компенсации реактивной мощности

Как уже говорилось выше, в некоторых случаях процесс компенсации реактивной мощности может привести в негативные последствия.

К последствиям перекомпенсации можно отнести:

- увеличение напряжения в сети;
- нагрев токопроводящих элементов;
- снижение пропускной способности системы электроснабжения.

К последствиям недокомпенсации можно отнести:

- рост индуктивного тока;
- снижение напряжения сети;
- рост потерь электрической энергии;
- снижение пропускной способности системы электроснабжения.

Стоит отметить, что перекомпенсация представляет большую опасность, так как значительное увеличение напряжения в сети может привести к выходу из строя электрооборудования, а также возникновению короткого замыкания.

«На текущий момент рынок средств компенсации реактивной мощности изобилует предложениями отечественных и зарубежных производителей, а эксперты признают, что российские КРМ 6,3 (10,5) кВ, КРМ 0.4 кВ и др. с небольшими объемами потерь по активной мощности (0.0025 — 0.005 кВт/кВАр), резервами перегрузок по току (до 30% от номинальных значений) и напряжению (до 10% от номинальных значений) и, что немаловажно – сравнительно невысокой стоимостью, практически не уступают зарубежным аналогам по функциональности, надежности, простоте инсталляции и обслуживания» [31].

«Как зарубежные, так и российские производители, а также продающие компании-инсталляторы предлагают широкий спектр комплексных решений проблемы перетоков реактивной энергии в сетях 10.5, 6.3, 0.4 кВ от реализации дорогих проектов индивидуальной компенсации до сравнительно финансово доступных схем централизованной компенсации реактивной мощности на стороне балансовой принадлежности потребителя электроэнергии, причем нередко и даже после проведения энергоаудита объектов рамках проектов индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности для снижения сметной стоимости, сокращения срока окупаемости и упрощения обслуживания реализуются нерегулируемые установки КРМ, УКРМ и их аналоги» [18].

«Идеальная сеть находится на самобалансе реактивной мощности, когда потребление реактивной энергии компенсируется ее генерацией, перетоки по линиям отсутствуют и сетевое напряжение стабильно и находится в пределах установленного стандартом номинального интервала. В реальности любая сеть далека от идеальной и всегда существуют расхождения между потребностью и генерацией реактивной мощности в виде недокомпенсации или перекомпенсации, которые возникают если» [31]:

– «номинальные значения потребности нагрузки, сегмента, сети (при индивидуальной, групповой, централизованной компенсации соответственно) в реактивной мощности определены неверно. Типовые ошибки выбора конденсатора, батареи, установки повышения коэффициента мощности – по предельным значениям реактивной энергии, потребляемой в часы пиковой нагрузки без мониторинга и анализа суточной, месячной потребности в реактивной мощности. В итоге конденсаторная батарея, установка коррекции коэффициента мощности в период спада реактивной нагрузки генерируют в сеть избыток реактивной мощности (перекомпенсация), кабельные линии, оборудование перегружаются токами емкостного характера, напряжение на узле присоединения повышается, что может привести к пробое проводки, перевозбуждению потребителей индуктивной энергии и другим негативными последствиям» [31];

– «минимальные, предельные значения потребляемой реактивной мощности определены без учета особенностей эксплуатации сети. Так, на потребление реактивной мощности приемниками влияет температурный режим эксплуатации, объем энергопотребления нелинейными нагрузками, а также сезонная загрузка линий, когда распределительная сеть может иметь дефицит (летом) или профицит (в зимний период) реактивной энергии. В этих ситуациях возможна, как недокомпенсация, так и перекомпенсация реактивной мощности с соответствующими негативными последствиями, хотя риски перекомпенсации значительно ниже, чем при

неправильном выборе мощности конденсаторной батареи или установки» [31];

– «из-за особенностей производственно-технологического процесса значительный объем оборудования во время эксплуатации работает со скачкообразным изменением потребляемого тока (электродвигатели прокатных станов, компрессоры автоклавов обработки бетонов, трансформаторы индукционных печей и т.п.), а генерация реактивной мощности регулируется ступенчато (конденсаторные установки) или плавно (синхронные компенсаторы, электродвигатели) с запаздыванием по времени динамике потребления реактивной энергии нагрузкой» [31].

В этой ситуации сеть попеременно попадает в условия недокомпенсации или перекомпенсации реактивной мощности, что исключают:

– выбором компенсирующего устройства по номинальному, а не предельному значению потребления реактивной мощности;

– правильным подбором мощности ступеней установок коррекции конденсаторной установки;

– исключением ручного регулирования генерации реактивной мощности;

– «обслуживание конденсаторов, батарей, установок компенсации реактивной мощности нерегулярное и/или непрофессиональное. Так, современные косинусные металлизированные конденсаторы, на которых основаны батареи и установки компенсации реактивной мощности, обладают эффектом самовосстановления, что повышает их надежность и увеличивает срок службы, однако после каждого локального пробоя диэлектрика и самовосстановления конденсатор теряет небольшую часть своей рабочей емкости, а батарея и установка в целом – снижает объем генерируемой в сеть реактивной мощности» [31];

– мониторинг и обслуживание сети нерегулярные и/или непрофессиональные.

«Потребительские сети любого абонента сложно считать статичными – во время эксплуатации они наращиваются, сокращаются, модернизируются с заменой оборудования, отдельных сегментов, т.е. потребность в реактивной энергии может меняться и, соответственно, необходимо корректировать ее генерацию, чтобы исключить риски недокомпенсации или перекомпенсации реактивной мощности» [18].

2.3 Расчет параметров устройств компенсации реактивной мощности

2.3.1 Выбор устройства компенсации реактивной мощности

Как было отмечено выше с экономической точки зрения целесообразно для газоперекачивающей станции использовать конденсаторные установки. При этом следует принять во внимание тот факт, что наибольшая эффективность конденсаторных установок достигается в случае их применения в непосредственной близости от оборудования, потребляющего реактивную мощность в сетях до 10 кВ [7].

Принимаем требуемый $\cos\varphi$ равным 0,93, этому значению соответствует $\operatorname{tg}\varphi_K = 0,4$.

Расчетную реактивную мощность КУ можно определить из соотношения [20]:

$$Q_{\text{КУ}} = \alpha \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_K) \quad (7)$$

где α – коэффициент, учитывающий повышение коэффициента мощности естественным способом, принимается равным 0,9.

P_p – активная мощность, согласно таблице 2.

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, согласно таблице 2.

$\operatorname{tg}\varphi_K$ – требуемый коэффициент реактивной мощности, равный 0,4.

Таким образом, расчетная мощность конденсаторной установки в РУ-10 кВ ПС 110/10 кВ составит:

$$Q_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 7415,0 \cdot (0,59 - 0,4) = 1268 \text{ квар}$$

По результатам расчета выбираем два устройства УКРМ мощностью 600 квар напряжением 10,5 кВ.

Коэффициент мощности после компенсации реактивной мощности определяется формулой:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{факт}} = \operatorname{tg} \varphi - \frac{Q_{\text{КУ}}}{\alpha \cdot P_p} \quad (8)$$

Таким образом, коэффициент мощности после компенсации реактивной мощности на ПС 110/10 кВ газоперекачивающей компрессорной станции «Перегребненская» составит:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{факт}} = 0,59 - \frac{2 \cdot 600}{0,9 \cdot 7415,0} = 0,4$$

Что соответствует косинусу угла φ :

$$\cos \varphi_{\text{факт}} = \cos(\operatorname{arctg}(\varphi_{\text{факт}})) \quad (9)$$

Таким образом, фактический коэффициент реактивной мощности после компенсации составит:

$$\cos \varphi_{\text{факт}} = 0,93$$

Таким образом, реактивная мощность, определяемая по формуле 2, после компенсации реактивной мощности составит:

$$Q_p = 7415,0 \cdot 0,4 = 2966,0 \text{ квар}$$

Полная мощность ПС 110/10 кВ газоперекачивающей компрессорной станции «Перегибненская», согласно формуле 2.3:

$$S_p = \sqrt{7415,0^2 + 2966,0^2} = 7986,2 \text{ кВА}$$

Потери активной мощности в трансформаторах ПС 110/10 кВ газоперекачивающей компрессорной станции «Перегибненская» составят:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 7986,2 = 159,7 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ПС 110/10 кВ газоперекачивающей компрессорной станции «Перегибненская» составят:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,10 \cdot 7986,2 = 798,6 \text{ квар}$$

В таком случае, после установки двух устройств УКРМ-0,4-17,5, полная мощность на шинах 10 кВ ПС 110/10 кВ газоперекачивающей компрессорной станции «Перегибненская» составит:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(7415,0+159,7)^2 + (2966,0+798,6)^2} = 8458,6 \text{ кВА}$$

Предлагается установить устройства компенсации реактивной мощности УКРМ-10,5-600 производства производственно-торгового предприятия ГК «Энергозапад».

Характеристики УКРМ-10,5-600 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики УКРМ-10,5-600

Параметр	Значение
Мощность, квар	600
Диапазон регулирования, квар	300
Количество ступеней, шт	2
Мощность ступеней, квар	300+300
Коэффициент мощности	0,8-0,98

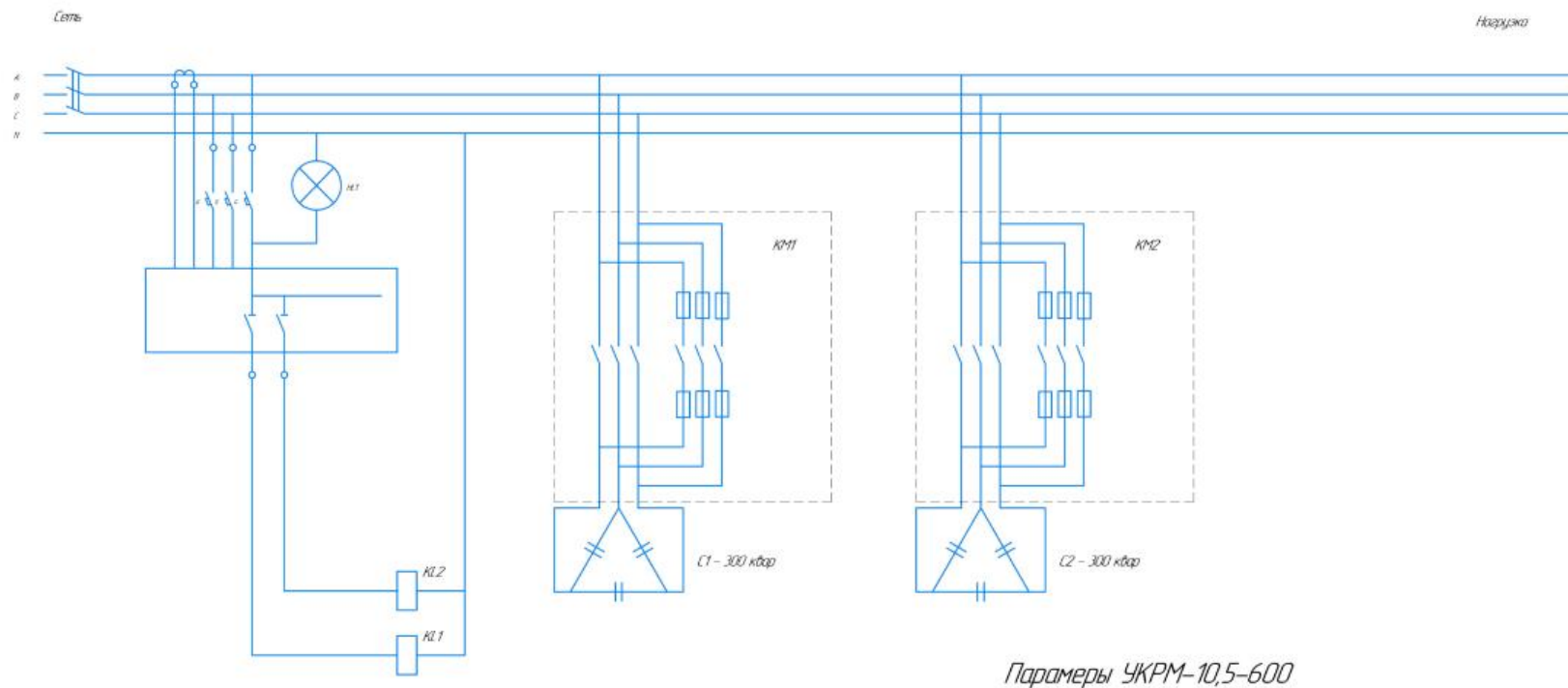
Конденсаторная установка компенсации реактивной мощности УКРМ-10,5-600 предназначена для повышения и поддержания на заданном уровне значения коэффициента мощности в электрических распределительных трехфазных сетях промышленных предприятий и других объектов и позволяет:

- Снизить потребляемый ток на 30-50%;
- Уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, продлевая срок их службы;
- Увеличить пропускную способность распределительной сети и её надёжность;
- Снизить тепловые потери тока;
- Снизить влияние высших гармоник;
- Снизить несимметрию фаз, подавить сетевые помехи;
- Минимизировать оплату за реактивную энергию

Каждая высоковольтная конденсаторная установка производства состоит из:

- вводной ячейки;
- конденсаторных ячеек с медной ошиновкой, количество которых определяет мощность установки; ячейки могут быть регулируемые или фиксированными в зависимости от характера нагрузки в сети;
- конденсаторных батарей (высоковольтных конденсаторов) различных ёмкостей;
- приборов автоматики, контроля и сигнализации.

Схема подключения УКРМ-10,5-600 приведена на рисунке 9.



<i>Параметр</i>	<i>Значение</i>
<i>Мощность, квар</i>	<i>600</i>
<i>Диапазон регулирования, квар</i>	<i>300</i>
<i>Количество ступеней, шт.</i>	<i>2</i>
<i>Мощность ступеней, квар</i>	<i>300+300</i>
<i>Кэффициент мощности</i>	<i>0,8-0,98</i>

Рисунок 9 – Схема подключения УКРМ-10,5-600

Как видно на рисунке 9, УКРМ-10,5-600 представляет собой два конденсатора по 300 квар и блок управления. Шаг регулирования, так образом, составляет 300 квар. Блок управления предназначен для отключения одного из конденсаторов в случае снижения потребления реактивной мощности до значений меньше 300 квар, чтобы избежать перекомпенсации реактивной мощности.

Так образом, при потреблении реактивной мощности в объемах, приближающимся к 600 квар, блок управления подключает оба конденсатора к системе электроснабжения. Мощность установки, в таком случае, составляет 600 квар.

Если же, потребление реактивной мощности снижается до значений 300 и ниже, блок управления отключает один из конденсаторов, после чего мощность установки снижается до значения 300 квар.

При отсутствии блока управления мощность установки была бы постоянной – 600 квар. Это упрощает конструкцию и стоимость установки, но, в то же время, приводит к перекомпенсации реактивной мощности в системе электроснабжения. Перекомпенсация реактивной мощности приводит к росту емкостных токов, что является причиной нагрева кабельных линий и повышению напряжения электропитания.

Результат внедрения УКРМ-10,5-600 приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Результат внедрения УКРМ-10,5-600

Параметр	До компенсации	После компенсации
Требуемый $\text{tg}\varphi$	0,4	0,4
Фактический $\text{tg}\varphi$	0,59	0,4
Требуемый $\text{cos}\varphi$	0,928	0,928
Фактический $\text{cos}\varphi$	0,86	0,93
Активная мощность P_p , кВт	7415,0	7415,0
Реактивная мощность, Q_p , квар	4376,5	2966,0
Полная мощность, S_p , кВА	8618,1	7986,2

Большое количество конденсаторов с меньшей мощностью в составе конденсаторной установки позволяет регулировать значения потребляемой реактивной мощности и коэффициента мощности в более узких пределах.

Как видно в таблице 5, установка двух устройств УКРМ-10,5-600 позволит понизить $tg\varphi$ со значения 0,59 до 0,4, и повысить значения $cos\varphi$ со значения 0,86 до 0,93. Значения $tg\varphi$ и $cos\varphi$ имеют прямую зависимость и снижение значений $tg\varphi$ приводит к повышению значений $cos\varphi$.

Таким образом, установка двух устройств УКРМ-10,5-600 позволяет снизить потребление реактивной мощности с 4376,5 квар до 2966,0 квар. То есть, снижение потребления реактивной мощности составит 1410,5 квар.

В результате снижения потребления реактивной мощности снижается полная потребляемая мощность потребителей – со значений 8618,1 кВА до значения 7986,2 кВА. Снижение потребления полной мощности составило 631,9 кВА.

Снижение полной потребляемой мощности позволит повысить пропускную способность питающей и распределительной сети, а также понизит потери электрической энергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях системы электроснабжения объекта.

2.3.2 Монтаж устройства компенсации реактивной мощности

Установка компенсации реактивной мощности УКРМ-10,5-600 состоит из шкафа ввода и шкафов фиксированной и регулируемой ступени, количество которых зависит от мощности установки.

Цепи напряжения и тока для устройства управления компенсацией могут использоваться как с РУ-10 кВ, так и от измерительных трансформаторов высокой стороны.

Шкаф ввода УКРМ-10,5-600 может быть выполнен с глухим присоединением кабеля, с разъединителем, с вакуумным выключателем, либо по индивидуальным требованиям заказчика. При выполнении ячейки с глухим присоединением или разъединителем все команды на отключение УКРМ-10,5-600 воздействуют на питающую ячейку в РУ-10 кВ.

В части воздействия факторов внешней среды шкафы УКРМ-10,5-600 соответствуют климатическому исполнению У3 по ГОСТ 15150-69 и по ГОСТ 15543.1-89, при этом рабочий диапазон температуры окружающего воздуха от минус 25 °С до плюс 40 °С. УКРМ-10,5-600 климатического исполнения У1 поставляется в блочно-модульном здании.

При температуре -25°С и ниже необходимо осуществлять подогрев помещения, в котором находится установка компенсации реактивной мощности. Для обеспечения нормальной работы аппаратуры в релейном шкафу может быть предусмотрен обогрев.

Окружающая среда невзрывоопасная; не содержащая газов, насыщенных токопроводящей пылью; паров и химических отложений, вредных для изоляции токоведущих частей, которые бы ухудшали параметры шкафов УКРМ в недопустимых пределах (атмосфера II по ГОСТ 15150-69).

В части воздействия механических факторов внешней среды шкафы УКРМ соответствуют группе М39 по ГОСТ 17516.1-90.

2.3.3 Техника безопасности при работе с устройством компенсации реактивной мощности

При проведении работ конденсаторы перед прикосновением к ним или их токоведущим частям после отключения установки от источника питания должны быть разряжены независимо от наличия разрядных устройств, присоединенных к шинам или встроенным в единичные конденсаторы. Выводы конденсаторов должны быть закорочены, если они не подключены к электрическим схемам, но находятся в зоне действия электрического поля (наведенного напряжения).

Конденсаторная установка должна быть обеспечена:

- резервным запасом предохранителей на соответствующие номинальные токи плавких ставок;
- специальной штангой для контрольного разряда конденсаторов, хранящейся в помещении конденсаторной установки;

– противопожарными средствами (огнетушители, ящик с песком и совком).

При замене предохранителей конденсаторная установка должна быть отключена от сети и должен быть обеспечен разрыв электрической цепи между предохранителями и конденсаторной батареей. Если это невозможно, то замена производится после контрольного разряда всех конденсаторов специальной штангой. Контрольный разряд разрешается производить не ранее, чем через 3 минуты после отключения установки. Конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны иметь на корпусе отличительный знак в виде равностороннего треугольника желтого цвета со стороной 40 мм.

При обслуживании этих конденсаторов должны быть приняты меры, предотвращающие попадание трихлордифенила в окружающую среду. Вышедшие из строя конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны храниться в герметичном контейнере, конструкция которого исключает попадание трихлордифенила в окружающую среду. Не разрешается касаться голыми руками конденсаторов, пропитанных трихлордифенилом (ТХД) и имеющих течь. При попадании ТХД на кожу необходимо промыть кожу водой с мылом, при попадании в глаза - промыть глаза слабым раствором борной кислоты или раствором двууглекислого натрия (одна чайная ложка пищевой соды на стакан воды). Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, разрешается после выяснения и устранения причины ее отключения.

Осмотр конденсаторной установки должен проводиться не реже 1 раза в месяц на объектах без постоянного дежурства. Средний ремонт конденсаторных установок должен производиться в зависимости от их технического состояния по решению технического руководителя энергообъекта. Текущий ремонт конденсаторных установок должен производиться ежегодно.

Выводы по разделу 2.

Для повышения энергоэффективности компрессорной станции «Перегребненская» перспективными являются технические мероприятия, направленные на модернизацию системы электроснабжения компрессорной станции.

Для определения конкретного направления модернизации проведена оценка установленного электрооборудования станции и источников питания, а также проведен расчет электрических нагрузок.

На основе проведенных расчетов выявлено, что значение коэффициента реактивной мощности ниже оптимального – фактический косинус угла φ ($\cos\varphi$) составил 0,86, в то время как нормативное значение для сетей 10 кВ составляет – 0,928.

Для повышения коэффициента реактивной мощности целесообразно установить две установки УКРМ, мощностью $Q_{КУ} = 600$ квар, напряжением 10,5 кВ. Это позволит снизить потребление реактивной мощности с 4376,5 квар до 2966,0 квар. То есть, снижение потребления реактивной мощности составит 1410,5 квар. В результате установки двух устройств УКРМ-600-10,5 значение фактического косинуса угла φ ($\cos\varphi$) составит 0,93, что отвечает требуемым значениям.

Снижение полной потребляемой мощности позволит повысить пропускную способность питающей и распределительной сети, а также понизить потери электрической энергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях сети электроснабжения газоперекачивающей станции, т.е. в результате снижения потребления реактивной мощности снижается полная потребляемая мощность потребителей – со значений 8618,1 кВА до значения 7986,2 кВА. Снижение потребления полной мощности составит 631,9 кВА.

3 Технико-экономическая оценка мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции

Суть проекта заключается в установке нового оборудования – двух устройств компенсации реактивной мощности УКРМ-10,5-600. Реализация данного мероприятия позволит достичь следующих результатов [17], [18], [19]:

- нормализация напряжения питающей сети;
- снижение потерь электроэнергии в системе электроснабжения;
- снижение износа оборудования и кабельных линий.

Цель технико-экономического расчета заключается в определении стоимости затрат на реализацию проекта и экономического эффекта от внедряемого оборудования для последующей оценки экономической эффективности и целесообразности реализации проекта.

3.1 Расчет затрат

«Инвестиционные издержки рассчитываются по формуле» [10]:

$$FC = FC_{об} + FC_{тр} + FC_{монт} + FC_{проч} \quad (10)$$

где FC – общие инвестиционные издержки, руб.;

$FC_{об}$ – стоимость оборудования, руб.;

$FC_{тр}$ – затраты на транспортировку оборудования, руб.;

$FC_{монт}$ – затраты на установку и монтаж оборудования, руб.;

$FC_{проч}$ – прочие инвестиционные издержки, руб.

Стоимость и перечень технологического оборудования, необходимого для внедрения устройств компенсации реактивной мощности приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Стоимость централизованной компенсации реактивной мощности

Наименование оборудования, приборов и инструмента	Количество единиц оборудования, приборов и инструмента, ед.	Цена единицы с учетом НДС, Тыс руб.	Общие затраты с учетом НДС, Тыс руб.
УКРМ 10 кВ 600 квар	2	200	400
Итого затрат (FC _{об.}):	-	-	400

«Затраты на транспортировку устройств компенсации реактивной мощности составят 6% от их стоимости. Таким образом» [10]:

$$FC_{\text{тр}} = 0,07 \cdot 400,0 = 28,0 \text{ тыс. руб.}$$

«Затраты на установку и монтаж устройств компенсации реактивной мощности составят 4% от их стоимости. Таким образом» [10]:

$$FC_{\text{монт}} = 0,05 \cdot 400,0 = 20,0 \text{ тыс. руб.}$$

«Прочие инвестиционные издержки, связанные с проектом по компенсации реактивной мощности, составят 15% от их стоимости. Таким образом» [10]:

$$FC_{\text{проч}} = 0,15 \cdot 400,0 = 60,0 \text{ тыс. руб.}$$

В таком случае, инвестиционные издержки, связанные с проектом по компенсации реактивной мощности, составят:

$$FC = 400,0 + 28,0 + 20,0 + 60,0 = 508,0 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов

Статья расходов	Величина расходов, тыс. руб.
Стоимость оборудования	400
Затраты на доставку	28
Затраты на установку и монтаж	20
Прочие издержки	60
Итого расходов:	508

Секторная диаграмма инвестиционных издержек централизованной компенсации реактивной мощности приведена на рисунке 10.

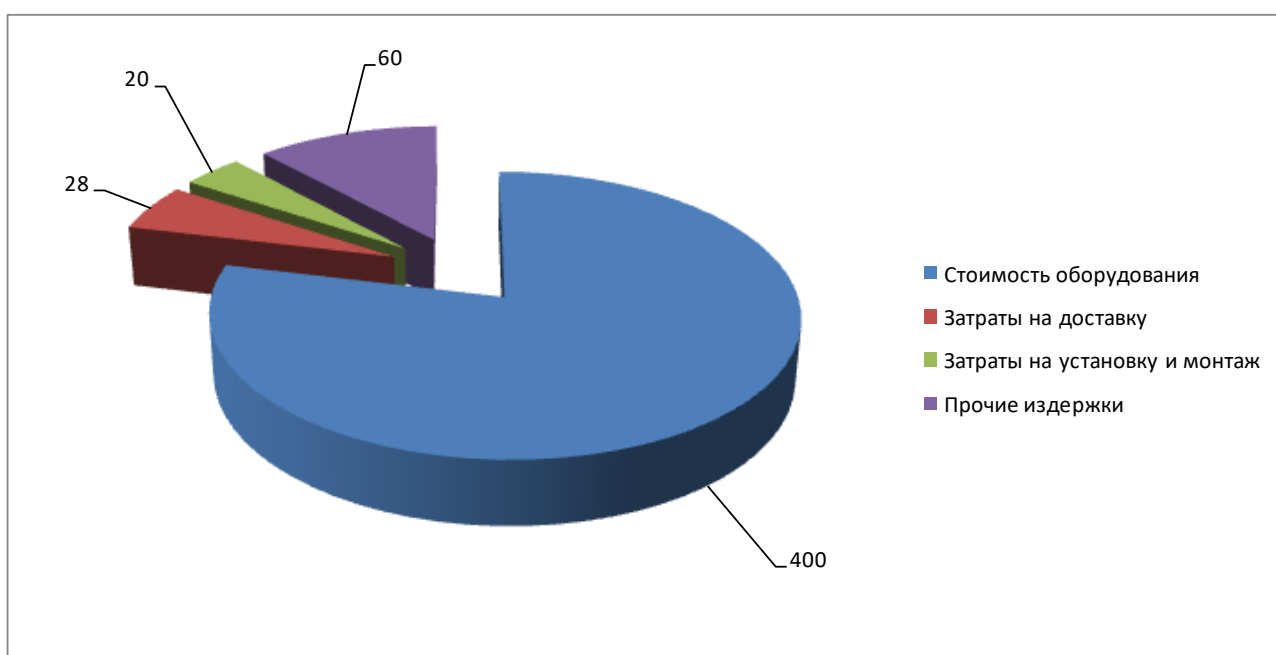


Рисунок 10 – Секторная диаграмма инвестиционных издержек

Как следует из таблицы 6 и рисунка 10, стоимость оборудования для введения централизованной компенсации реактивной мощности составляет 400 тыс.руб., затраты на доставку составляют 28 тыс.руб, затраты на установку и монтаж 20 тыс.руб., прочие издержки – 60 тыс.руб., таким образом общая сумма инвестиционных издержек централизованной компенсации реактивной мощности составит 508 тыс.руб.

3.2 Расчет экономического эффекта

Для оценки энергосбережения могут быть использованы различные критерии. Самым распространенным критерием является «потенциал энергосбережения». Под этим термином подразумевается резерв, который может быть освоен в дальнейшем.

Нормативные документы под термином «энергетическая эффективность» подразумевают объем экономии энергоресурсов, полученный в результате реализации определенных энергосберегающих мероприятий, в том числе направленных на использование вторичных энергетических ресурсов и сокращение потребления дефицитных энергоресурсов.

В основе функционирования всех непроизводственных и производственных систем лежит использование энергоресурсов, уровень потребления которых служит критерием развития экономических систем и затрат общества на содержание непроизводственных и производственных фондов.

Объемы потребления энергетических ресурсов такими системами зависят от эффективности политики энергосбережения, которая зависит от ряда общеэкономических факторов, обусловленных экономическими, социально-экологическими, законодательными, административными, научно-техническими процессами, протекающими на производстве.

Если рассмотреть предприятие как отдельную систему с внешними (на мировом или государственном уровне) и внутренними (на уровне этого предприятия) связями, можно определить факторы, влияющие на целесообразность внедрения энергосберегающих мероприятий на этом предприятии.

В то же время, как показывают исследования, наличие условий, повышающих значимость энергосбережения на предприятии не является гарантией успешного внедрения энергосберегающих мероприятий и дальнейшего повышения энергетической эффективности. Для этого требуется

наличие целого ряда факторов, влияющих на снижение потребления энергоресурсов. Их многозначность и многоплановость говорят о необходимости глубокого анализа этих факторов. К таким факторам можно отнести:

- Техничко-технологические, которые характеризуют состояние технологической базы предприятия и возможность совершенствования технологического оборудования.
- Законодательные и нормативные, характеризующие совершенствование нормативной и законодательной базы.
- Информационно-аналитические, влияющие на обеспечение качества и полноты учета энергоресурсов и наличие и применение систем для проведения анализа потребления энергоресурсов.
- Финансово-экономические, характеризующие финансовую сторону проблемы энергосбережения на предприятии.
- Мотивационные и стимулирующие, отражающие заинтересованность персонала во внедрении энергосберегающих технологий на производстве.

Первая категория факторов с характеристикой технологической базы промышленного предприятия. К примеру, в настоящее время, материально-техническую базу большинства предприятий составляет морально и технически устаревшее оборудование, что тормозит процесс внедрения энергосберегающих технологий на промышленном предприятии.

Вторую и третью группу можно отнести к организационным факторам. Анализ правовых факторов затрагивает нормативно-правовую базу энергосбережения.

Третья группа факторов необходима для обеспечения рациональных управленческих решений, направленных внедрение энергосберегающих мероприятий на производстве.

Четвертую и пятую группу можно отнести к социально-экономическим факторам. Эти факторы, как правило, зависят от величины финансовых

средств предприятия и возможности привлечения дополнительного финансирования.

Компенсация реактивной мощности позволит снизить общую потребляемую мощность, что позволит увеличить пропускную способность энергосистемы и снизить потери электроэнергии.

Для оценки экономического эффекта от внедрения конденсаторных установок УКРМ 10 кВ 600 квар необходимо определить разницу между потреблением и затратами реактивной мощности до установки этих устройств и после.

Параметры потребления предприятия до и после внедрения устройств компенсации реактивной мощности приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры нагрузки предприятия

Наименование	P, кВт	Q, квар	Qфакт, квар
СШ 10 кВ	7415,0	4376,5	2966,0
Итого:	7415,0	4376,5	2966,0

Влияние потребления реактивной мощности на затраты предприятия на электроэнергию можно определить по формуле [10]:

$$\mathcal{E} = \frac{Q \cdot k_n \cdot T \cdot t}{1000} \quad (11)$$

где Q - потребляемая реактивная мощность, согласно таблице 14;

k_n - коэффициент потерь, принимаем равным 0,1;

T - себестоимость электроэнергии, принимаем равным 4,5 руб/кВт·ч;

t - время работы электрооборудования, принимаем равным 1918 ч.

Таким образом, затраты предприятия на оплату реактивной мощности до внедрения устройств компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ 600 квар составят:

$$\mathcal{E}_1 = \frac{4376,5 \cdot 0,1 \cdot 4,5 \cdot 1918}{1000} = 3777 \text{ тыс. руб.}$$

В то же время затраты предприятия на оплату реактивной мощности после внедрения устройств компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ 600 квар составят:

$$\mathcal{E}_2 = \frac{2966,0 \cdot 0,1 \cdot 4,5 \cdot 1918}{1000} = 2556 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем экономический эффект.

$$\mathcal{E}_\Delta = 3777 - 2556 = 1221 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, экономический эффект от внедрения устройств компенсации реактивной мощности УКРМ 10 кВ 600 квар составит:

3.3 Расчет срока окупаемости

Чистый дисконтированный доход является чистой текущей стоимостью и определяется, как сумма текущих эффектов за весь расчётный период [10]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (12)$$

где Z_t – затраты на t -м шаге;

R_t – результаты, достигаемые на t -м шаге расчета (эффект, экономия);

t – номер шага расчета ($t = 1, 2, \dots, T$);

E – ставка процента (норма дисконта).

$$E = \frac{r}{100} + \frac{j}{100} + \frac{p}{100} \quad (13)$$

где r – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период;

j – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный период;

p – поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта (принимается от 1 до 20%).

Для получения наиболее достоверных результатов расчетов рассматривают разные сценарии развития событий (в зависимости от изменения цен на оборудование, электроэнергию и другие статьи расходов):

- оптимистический;
- пессимистический;
- наиболее вероятный.

Пессимистический сценарий предполагает наиболее худшие условия рынка с неблагоприятной конъюнктурой.

Оптимистический сценарий соответственно ориентируется на благоприятную конъюнктуру рынка.

Наиболее вероятный вариант сценария или окончательный вариант является конкретным плановым заданием.

Ставки премий за риск по видам рисков представлены в таблице 9.

Ставки премий за риск по видам рисков были рассчитаны методом экспертной оценки. Данный метод основан на аналитических исследованиях рынка на основе имеющейся информации. Данный метод обычно дает погрешность в сторону завышения, то есть показывает более «радужные» перспективы, чем обычно оказывается на деле.

Таблица 9 – Ставки премии за риск

Рисковые ситуации	Ставка премии за риск, %		
	Оптимистический сценарий развития	Пессимистический сценарий развития	Реальный сценарий развития
Несоблюдение графика проекта	2	4	3
Отказы оборудования	2,5	5	2,5
Недостаточная квалификация и профессионализм работников	2	4	3
Прочие	3	5	4
Итого	9,5	18	12,5

Ставка рефинансирования, согласно данным Центрального Банка России, на данный момент составляет 7,5%. Темп инфляции – 8,4%.

Ставка премии на риск показывает вероятность возникновения рискованных ситуаций, оказывающих влияние на достижение результата проекта.

Ставка дисконтирования определяется путем суммирования ставки рефинансирования, темпа инфляции, а также оценки рискованных ситуаций.

Стоит отметить, что все три сценария отличаются лишь вероятностью возникновения рискованных ситуаций.

Результаты оценки ставки дисконтирования в зависимости от сценария приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Ставки дисконтирования для различных вариантов сценария, %

Вид ставки	Сценарий развития		
	реальный	пессимистический	оптимистический
Безрисковая ставка доходности	7,5	7,5	7,5
Тем инфляции	8,4	8,4	8,4
Итоговая ставка премии за риск	12,5	18	9,5
Ставка дисконтирования	28,4	33,9	25,4

Коэффициент дисконтирования [10]:

$$k = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (16)$$

где t – номер шага расчета ($t = 1, 2, \dots, T$);

E – ставка процента (норма дисконта).

Индекс доходности — это отношение суммы приведённых эффектов к величине приведенных капитальных вложений [10]:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{P_t}{(1 + E)^t}}{K} \quad (17)$$

где P_t - результаты (доход) на t -м шаге;

K - первоначальные капитальные вложения.

Если индекс доходности больше единицы, то проект рентабелен. Если он меньше единицы, то проект не эффективен.

Чтобы подсчитать ЧДД и ИД необходимо определить все капитальные затраты, для этого были составлены сводные таблицы 11-13 для пессимистического, реального и оптимистического сценариев.

Таблица 11 – Сводная таблица расчётов (оптимистический сценарий)

Год	Платежи	Затраты	T	Эффект	Поток платежей и поступлений	Коэф-т дисконтирования	Текущий диск-ый доход	ЧДД
0	-508	0	4,5	0	-508	1	-508	-508
1	0	33,87	4,6	1247,84	1213,97	0,80	968,08	460,08
2	0	33,87	4,7	1279,03	1245,17	0,64	791,83	1251,91
3	0	33,87	4,8	1311,01	1277,14	0,51	647,66	1899,57
4	0	33,87	5,0	1343,78	1309,92	0,40	529,73	2429,30
5	0	33,87	5,1	1377,38	1343,51	0,32	433,27	2862,56
6	0	33,87	5,2	1411,81	1377,95	0,26	354,36	3216,93
7	0	33,87	5,3	1447,11	1413,24	0,21	289,82	3506,75
8	0	33,87	5,5	1483,29	1449,42	0,16	237,04	3743,79
9	0	33,87	5,6	1520,37	1486,50	0,13	193,86	3937,65
10	0	33,87	5,8	1558,38	1524,51	0,10	158,55	4096,19
11	0	33,87	5,9	1597,34	1563,47	0,08	129,66	4225,85
12	0	33,87	6,1	1637,27	1603,40	0,07	106,04	4331,90
13	0	33,87	6,2	1678,20	1644,34	0,05	86,72	4418,62
14	0	33,87	6,4	1720,16	1686,29	0,04	70,92	4489,54
15	0	33,87	6,5	1763,16	1729,30	0,03	58,00	4547,53
Итого:	-508	508		22376,13			4547,53	48910,16

Таблица 12 – Сводная таблица расчётов (реальный сценарий)

Год	Платежи по инвестициям	Затраты	Тариф	Эффект	Поток платежей и поступлений	Коэф-т дисконтирования	Текущий диск-ый доход	ЧДД
0	-508	0	4,5	0	-508	1	-508	-508
1	0	33,87	4,6	1247,84	1213,97	0,78	945,46	437,46
2	0	33,87	4,7	1279,03	1245,17	0,61	755,26	1192,72
3	0	33,87	4,8	1311,01	1277,14	0,47	603,32	1796,04
4	0	33,87	5,0	1343,78	1309,92	0,37	481,93	2277,97
5	0	33,87	5,1	1377,38	1343,51	0,29	384,96	2662,93
6	0	33,87	5,2	1411,81	1377,95	0,22	307,50	2970,43
7	0	33,87	5,3	1447,11	1413,24	0,17	245,62	3216,05
8	0	33,87	5,5	1483,29	1449,42	0,14	196,19	3412,23
9	0	33,87	5,6	1520,37	1486,50	0,11	156,70	3568,94
10	0	33,87	5,8	1558,38	1524,51	0,08	125,16	3694,10
11	0	33,87	5,9	1597,34	1563,47	0,06	99,97	3794,07
12	0	33,87	6,1	1637,27	1603,40	0,05	79,85	3873,92
13	0	33,87	6,2	1678,20	1644,34	0,04	63,77	3937,70
14	0	33,87	6,4	1720,16	1686,29	0,03	50,94	3988,63
15	0	33,87	6,5	1763,16	1729,30	0,02	40,68	4029,31
Итого:	-508	508		22376,13			4029,31	44344,49

Таблица 13 – Сводная таблица расчётов (пессимистический сценарий)

Год	Платежи	Эксплуатационные затраты	Тариф	Эффект	Поток платежей и поступлений	Коэф-т дисконтирования	Текущий диск-ый доход	ЧДД
0	-508	0	4,5	0	-508	1	-508	-508
1	0	33,87	4,6	1247,84	1213,97	0,75	906,63	398,63
2	0	33,87	4,7	1279,03	1245,17	0,56	694,49	1093,12
3	0	33,87	4,8	1311,01	1277,14	0,42	531,98	1625,10
4	0	33,87	5,0	1343,78	1309,92	0,31	407,49	2032,59
5	0	33,87	5,1	1377,38	1343,51	0,23	312,13	2344,73
6	0	33,87	5,2	1411,81	1377,95	0,17	239,08	2583,81
7	0	33,87	5,3	1447,11	1413,24	0,13	183,13	2766,94
8	0	33,87	5,5	1483,29	1449,42	0,10	140,27	2907,20
9	0	33,87	5,6	1520,37	1486,50	0,07	107,43	3014,63
10	0	33,87	5,8	1558,38	1524,51	0,05	82,29	3096,92
11	0	33,87	5,9	1597,34	1563,47	0,04	63,02	3159,94
12	0	33,87	6,1	1637,27	1603,40	0,03	48,27	3208,21
13	0	33,87	6,2	1678,20	1644,34	0,02	36,97	3245,18
14	0	33,87	6,4	1720,16	1686,29	0,02	28,31	3273,50
15	0	33,87	6,5	1763,16	1729,30	0,01	21,69	3295,18
Итого:	-508	508		22376,13			3295,18	37537,68

Далее рассмотрим оптимистический сценарий оценки окупаемости проекта. Ставка премии на риск – 9,5%.

Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени составил 444273 руб. (рисунок 11).

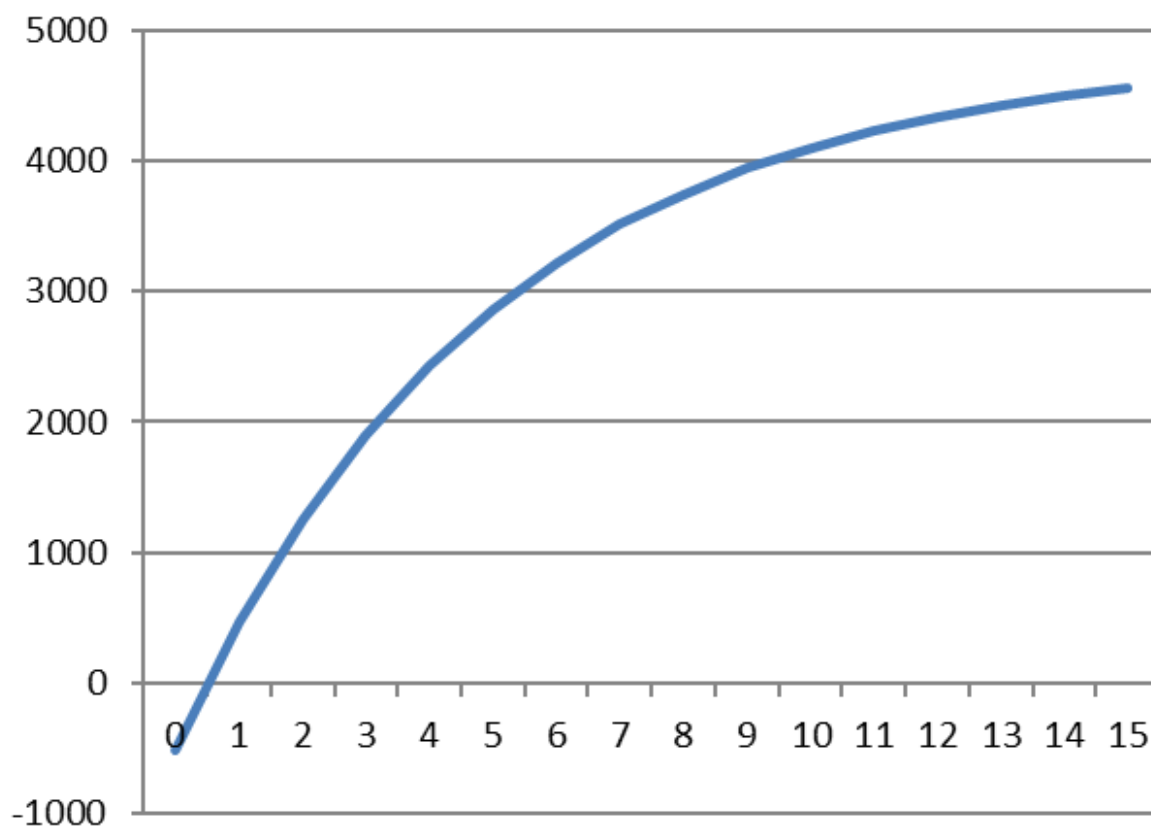


Рисунок 11 – Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени по оптимистическому сценарию

Индекс доходности согласно формуле, составит:

$$\text{ИД} = \frac{48910,16}{508} = 96,28$$

Еще одним показателем эффективности является срок окупаемости – срок, за который поступления от технической эффективности внедренного мероприятия прокроют суммарные затраты на реализацию проекта.

Результаты и затраты, связанные с осуществлением проекта, можно вычислить с дисконтированием или без него.

Соответственно получается два различных срока окупаемости.

Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования [10]:

$$CO = \frac{K}{\mathcal{E}_{\text{Год}}} \quad (18)$$

где $\mathcal{E}_{\text{Год}}$ – годовая величина экономии при реализации проектных решений.

$$\mathcal{E}_{\text{Год}} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E)^t}}{T} \quad (19)$$

Таким образом, годовая величина экономии при реализации проектных решений в случае оптимистического развития сценария составит:

$$\mathcal{E}_{\text{Год}} = \frac{4547,53}{15} = 303,2$$

Тогда, срок окупаемости при реализации проектных решений в случае оптимистического развития сценария составит:

$$CO = \frac{303,2}{508} = 1,7$$

Таким образом, при оптимистическом сценарии срок окупаемости внедрения устройств компенсации реактивной мощности составит 1,7 лет.

Далее рассмотрим реальный сценарий оценки окупаемости проекта. Ставка премии на риск – 12,5%.

Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени составил 381443 руб. (рисунок 12).

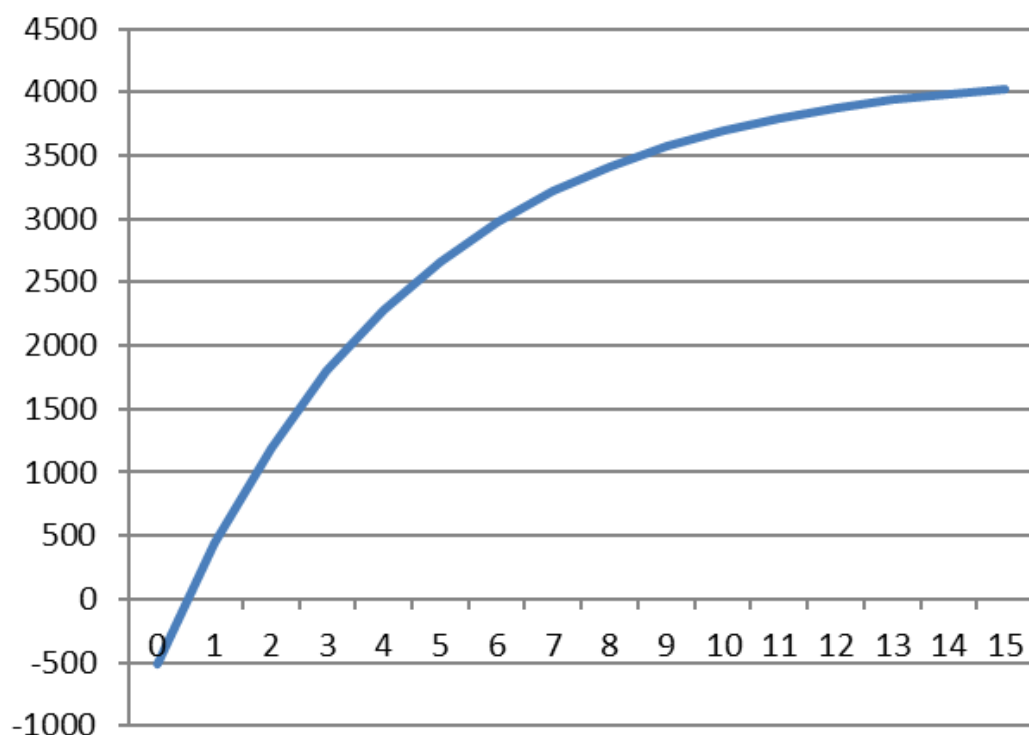


Рисунок 12 – Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени по реальному сценарию

Индекс доходности согласно формуле, составит:

$$\text{ИД} = \frac{44344,49}{508} = 87,29$$

Таким образом, годовая величина экономии при реализации проектных решений в случае реального развития сценария составит:

$$\text{Э}_{\text{год}} = \frac{4027,31}{15} = 268,62$$

Тогда, срок окупаемости при реализации проектных решений в случае реального развития сценария составит:

$$CO = \frac{508}{268,62} = 1,9$$

Таким образом, при наиболее реальном сценарии срок окупаемости внедрения устройств компенсации реактивной мощности составит 1,9 года.

Далее рассмотрим пессимистический сценарий оценки окупаемости проекта. Ставка премии на риск – 18%.

Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени составил 291955 руб. (рисунок 13).

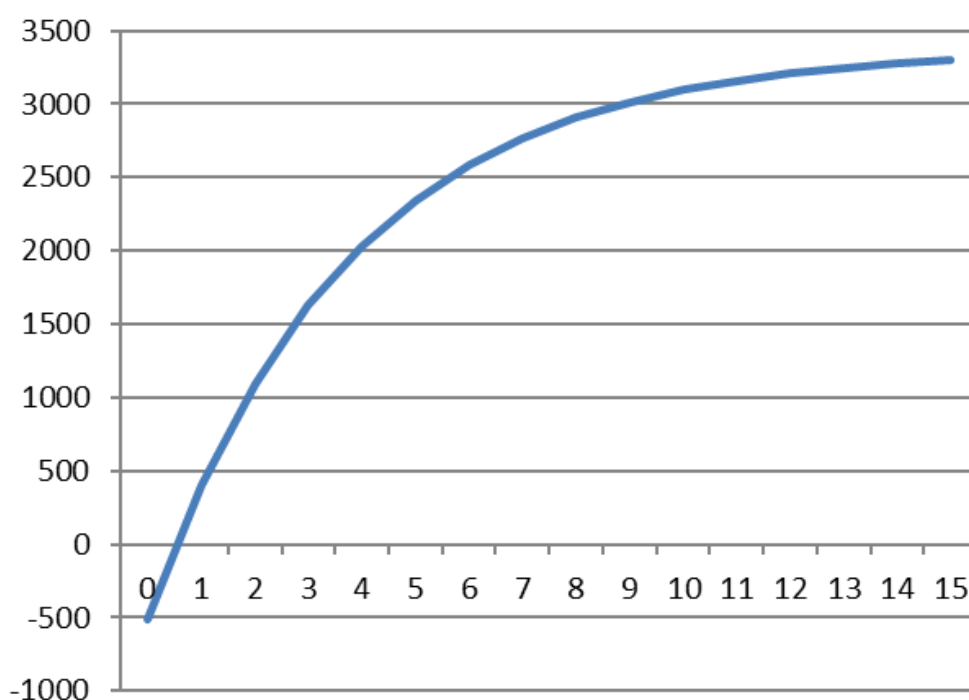


Рисунок 13 – Чистый дисконтированный доход за расчетный промежуток времени по пессимистическому сценарию

Индекс доходности согласно формуле, составит:

$$ИД = \frac{37537,68}{508} = 73,89$$

Таким образом, годовая величина экономии при реализации проектных решений в случае пессимистического развития сценария составит:

$$\text{Э}_{\text{Год}} = \frac{3295,18}{15} = 219,68$$

Тогда, срок окупаемости при реализации проектных решений в случае пессимистического развития сценария составит:

$$\text{CO} = \frac{508}{219,68} = 2,3$$

По результатам расчетов можно сделать вывод, что срок окупаемости проектных решений при пессимистическом сценарии составит 2,3 года.

Целесообразность применения тех или иных технических решений оценивается в зависимости от их индекса доходности:

- технические решения, при реализации которых индекс доходности ИД больше единицы, предполагают получение прибыли от их реализации;
- технические решения, при реализации которых индекс доходности ИД меньше единицы, не предполагают получение прибыли от их реализации, что говорит об их убыточности;
- технические решения, при реализации которых индекс доходности ИД равен единице, не предполагают получение прибыли от их реализации. Но и не принесет убытков.

На основании проведенных расчетов было определено, что при любых сценариях развития событий, внедрение устройств компенсации реактивной мощности принесет прибыль.

Результаты расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Эффективность проекта в зависимости от сценария

Характеристики	Сценарий		
	Пессимистический	Оптимистический	Наиболее вероятный
Вероятность реализации сценария, %	10	30	50
Ставка дисконтирования, %	13	9,5	10,5
ЧДД, тыс. рублей	37537,68	48910,16	44344,49
Срок, окупаемости лет	2,3	1,7	1,9

Как следует из данной таблицы, при пессимистическом сценарии вероятность реализации сценария составляет 10%, при ставке дисконтирования 13%. ЧДД при данном сценарии составит 37537,68 тыс. рублей, а срок окупаемости составляет 2,3 года.

При оптимистическом сценарии вероятность реализации сценария составляет уже 30%, при ставке дисконтирования 9.5%. ЧДД при данном сценарии составит 48910,16 тыс. рублей, а срок окупаемости составит уже 1.7 лет.

При наиболее вероятном сценарии вероятность реализации сценария составляет 50%, при ставке дисконтирования 10.5%. ЧДД при данном сценарии составит 44344,49 тыс. рублей, а срок окупаемости составит 1.9 лет.

Выводы по разделу 3:

На основе проведенных расчетов установлено, что для реализации проекта по компенсации реактивной мощности на газоперекачивающей компрессорной станции «Перегребненская» потребуется 508 тыс. руб. В тоже время, данное мероприятие позволит снизить затраты на электрическую энергию в размере 1221 тыс. руб.

На основании проведенных расчетов было определено, что при любых сценариях развития событий, внедрение устройств компенсации реактивной мощности принесет прибыль.

Заключение

В соответствии с поставленной целью в работе произведено решение следующих задач:

- проведен анализ эксплуатационных режимов и особенностей работы электрооборудования компрессорной станции;
- разработана система мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции;
- проведена технико-экономическая оценка мероприятий по повышению энергоэффективности компрессорной станции.

При решении первой задачи выявлено, что технологический процесс газоперекачивающей компрессорной станции «Перегребненская» сопровождается потреблением реактивной мощности в объеме 4376,5 квар. Внедрение установок компенсации реактивной мощности позволит повысить

В результате решения второй задачи на основе проведенных расчетов определено, что значение коэффициента реактивной мощности ниже оптимального – фактический косинус угла $(\cos\varphi)$ составил 0,86, в то время как нормативное значение для сетей 10 кВ составляет – 0,928.

Для повышения коэффициента реактивной мощности принято решение установить две установки УКРМ, мощностью $Q_{КУ} = 600$ квар, напряжением 10,5 кВ, что по позволит снизить потребление реактивной мощности с 4376,5 квар до 2966,0 квар. То есть, снижение потребления реактивной мощности составит 1410,5 квар. В результате установки двух устройств УКРМ-600-10,5 значение фактического косинуса угла φ ($\cos\varphi$) будет составлять 0,93, что отвечает требуемым значениям.

Снижение полной потребляемой мощности позволит повысить пропускную способность питающей и распределительной сети, а также понизить потери электрической энергии в силовых трансформаторах и кабельных линиях сети электроснабжения газоперекачивающей станции.

Целесообразность внедрения в систему электроснабжения газоперекачивающей станции двух устройств УКРМ-600-10,5 доказано на основе проведенного технико-экономического расчета. На основе проведенных расчетов установлено, что для реализации проекта по компенсации реактивной мощности на газоперекачивающей компрессорной станции «Перегребненская» потребуется 508 тыс. руб. В тоже время, данное мероприятие позволит снизить затраты на электрическую энергию в размере 1221 тыс. руб.

Оптимистический сценарий подразумевает срок окупаемости 1,7 года.

Пессимистический сценарий подразумевает срок окупаемости 2,3 года.

Наиболее реальный сценарий подразумевает срок окупаемости 1,9 года.

На основании проведенных расчетов было определено, что при любых сценариях развития событий, внедрение устройств компенсации реактивной мощности принесет прибыль.

В результате можно сделать вывод, что выбранные устройства – эффективные и рекомендуются к установке на реальном объекте. Таким образом, в результате выполнения работы достигнута цель исследования – повышение энергоэффективности компрессорной станции в Перегребненском ЛПУМГ (филиал ООО Газпром Трансгаз Югорск) за счет разработки технических мероприятий.

Предполагаемая практическая значимость работы состоит в применимости разработанных мероприятий для других подобных объектов.

Список используемых источников

1. Аверина О.И. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности. М.: КноРус, 2019. 94 с.
2. Акимова А.Н., Костеленец Н.Ф., Сентюрехин И.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. М: Мастерство, 2005. 296 с.
3. Аксенов А. А., Малюков С. В. Энергосбережение: современный подход при очистке вырубок // Энергосбережение. 2021. № 2. С. 10-13.
4. Анализ малой выборки экспериментальных данных при управлении энергоснабжением и энергосбережением региона / А. М. Кумаритов [и др.] // Энергетическая политика. 2021. № 9-10. С. 81-88.
5. Андрианов В. Какая государственная программа, такая и энергоэффективность // Нефтегазовая вертикаль. 2021. № 17. С. 170-174.
6. Арабов М. Ш. Анализ и состояние обогрева технологического оборудования, трубопроводов, приборов КИПиА на Астраханском ГПЗ // Газовая промышленность. 2013. № 6. С. 88-91.
7. Ахметова И. Г. Теоретические основы технико-экономического обоснования мероприятий по энергосбережению // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2013. № 3. С. 26-37.
8. Байниязов Б. А., Гаунов Г. З. Снижение потерь электроэнергии за счет регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности // Молодой ученый. 2021. № 23. С. 9-12.
9. Бондарев В. А., Семенов А. С. Оценка основных факторов энергосбережения // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 5. С. 228-229.
10. Бочаров В.В. Комплексный финансовый анализ. М.: Юрайт, 2021. 455 с.
11. Быстрицкий Г. Ф. Общая энергетика : учебное пособие. М. : Юрайт, 2019. 416 с.

12. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. Ростов н/Д: Феникс, 2018. 715 с.
13. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Изд-во стандартов, 1985. 59 с.
14. ГОСТ 30372-95. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. – М.: Стандартинформ. 1997
15. ГОСТ 30804.4.30 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Стандартинформ. 2014
16. ГОСТ 30804.4.7 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – М.: Стандартинформ. 2013
17. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ. 2014. 64 с.
18. Гужов Н. П., Ольховский В. Я., Павлюченко Д. А. Системы электроснабжения. Новосибирск: НГТУ, 2015. 115 с.
19. Дед А.В., Бирюков С.В., Паршукова А.В. «Нормы качества электрической энергии» URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/normy-kachestva-elektricheskoy-energii/viewer> (дата обращения: 18.03.2022).
20. Закалата А.А., Бакшаева Н.С., Дерендяева Л.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебно-справочное пособие. Часть 1. Киров, изд. ГОУ ВПО «ВятГУ», 2020. 320 с.
21. Костинский Е.С. Разработка модели для расчета экономической плотности тока в распределительных сетях в современных экономических условиях. Челябинск: ЮУрГУ, 2016. 49 с.
22. Лозовский С.Е. «Управление качеством электрической энергии в электротехнических комплексах предприятий горной промышленности с

применением виртуальных измерительных систем»

URL: <https://www.dissercat.com/content/upravlenie-kachestvom-elektricheskoi-energii-v-elektrotekhnicheskikh-kompleksakh-predpriyati> (дата обращения: 10.04.2022).

23. Михалин С.Н. «Система автоматического контроля качества и учета количества электроэнергии»

URL: <https://www.dissercat.com/content/sistema-avtomaticheskogo-kontrolya-kachestva-i-ucheta-kolichestva-elektroenergii/read> (дата обращения: 20.04.2022).

24. Подольский Д.С. Разработка методики мониторинга качества электрической энергии в электрических сетях

URL: <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodiki-monitoringa-kachestva-elektricheskoi-energii-v-elektricheskikh-setyakh/read> (дата обращения: 20.04.2022).

25. Потапов С.В. Проблемы энергосбережения в АПК / С.В. Потапов // Инновации в АПК: проблемы и перспективы. 2020. №1. С. 25.

26. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. Автоматизация учёта электрической энергии как средство повышения энергетической эффективности // Сборник статей по материалам XXXIII Международной научно-практической конференции «Технические науки – от теории к практике». Новосибирск: Изд-во «СибАК». 2014. № 4. С. 109-117.

27. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. К вопросу учёта и оценки качества электрической энергии // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. 2014. № 6. URL: <http://7universum.com/en/tech/archive/item/1413> (дата обращения: 30.04.2022)/

28. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. Метод и алгоритм информации в оценке качества электрической энергии // Сборник статей по материалам V международной научно-практической конференции «Модернизация современного общества: проблемы, пути развития и перспективы». Ставрополь: Логос. 2014. С. 69.

29. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. Метод и алгоритм комплексной оценки качества электрической энергии // Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Теоретические и прикладные аспекты современной науки». Белгород: ИД «Белгород» НИУ «БелГУ», 2014. С. 40-45.

30. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. Метод и алгоритм комплексной оценки гармонических составляющих напряжения // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Эволюция научной мысли». Уфа: «Аэтерна». 2014. С 19-24.

31. Прошин И.А., Шепелев М.В., Егоров С.В. Метод и алгоритм обработки информации в оценке качества электрической энергии // Сборник статей по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука вчера, сегодня, завтра». Новосибирск: Изд-во «СибАК». 2014. №7. С 25-30.

32. Шамонов Р. Г. «Разработка методики оценки влияния качества электроэнергии на потери мощности и энергии в электрических сетях» URL: <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodiki-otsenki-vliyaniya-kachestva-elektroenergii-na-poteri-moshchnosti-i-energ> (дата обращения: 02.03.2022).

33. Шевченко Н. Ю., Бахтиаров К. Н. Проектирование системы электроснабжения цеха: учеб. пособие. Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. 104 с

34. Шеховцев В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методические пособия. М.: Инфра-М, 2018. 56 с.

35. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р. URL: <http://base.garant.ru> (дата обращения: 02.05.2022).

36. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 504 с.

37. Gusev Y. P., Subbotin Y. P. Using battery energy storage systems for load balancing and reactive power compensation in distribution grids // 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2019, Sochi, 25–29 марта 2019 года. – Sochi, 2019. – P. 8742909.
38. Hamidjonov Z., Abdullaev A., Ashurov A., Ergashev K.R.O. Reactive power compensation in power // Universum: технические науки. – 2021. – No 11-6(92). – P. 87-90.
39. Kuchansky V., Malakhatka D., Ihor B. Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems // 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2020 - Proceedings : 7, Kyiv, 12–14 мая 2020 года. – Kyiv, 2020. – P. 83-86
40. Qiao X., Bian J., Chen C., Li H. Comparison and Analysis of Reactive Power Compensation Strategy in Power System // iSPEC 2019 - 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference: Grid Modernization for Energy Revolution, Proceedings : Grid Modernization for Energy Revolution, Beijing, 21–23 ноября 2019 года. – Beijing, 2019. – P. 689-692.
41. Zinoviev G. S., Ponomarev K. D., Udovichenko A. V., Sidorov A. V. Comparison of Five Schemes Used for Reactive Power Compensation // International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM, Erlagol, Altai Republic, 29 июня – 03 2019 года. – Erlagol, Altai Republic: IEEE Computer Society, 2019. – P. 457-463.