

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение устойчивости энергосистемы нефтегазовой промышленности с использованием компенсирующих устройств

УДК 621.311.1:621.316.72:622.32.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Варламов Д.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л.П.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	д.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) _____ (Дата) **Завьялов В.М.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4E	Варламов Дмитрий Игоревич

Тема работы:

Повышение устойчивости энергосистемы нефтегазовой промышленности с использованием компенсирующих устройств	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.02.2016 г. № 764/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.16г.
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	1. Генеральный план завода с нагрузками
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Постановка задачи 2. Устойчивость энергосистемы 3. Расчет электроснабжения завода 4. Выбор компенсирующих устройств 5. Оценка устойчивости узла нагрузки 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Раздел на иностранном языке 9. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Генеральный план завода с картограммой нагрузок 2. Однолинейная схема ГПП 3. Генеральный план завода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Грахова Е.А., ассистент.
Социальная ответственность	Дашковский А.Г., доцент, к.т.н.
“Improving power system stability the oil and gas industry with the use of compensating devices”	Матухин Д.Л., доцент, к.п.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
“Improving power system stability the oil and gas industry with the use of compensating devices”	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л.П.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Варламов Дмитрий Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 с., 23 рис., 21 табл., 46 источников, 5 прил.

Ключевые слова: устойчивость, энергосистема, асинхронные двигатели, синхронные двигатели, компенсирующие устройства.

Цель работы: повышение устойчивости энергосистемы нефтегазовой промышленности с использованием компенсирующих устройств.

Объект работы: энергосистема Казанского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО “Томскгазпром”

Предметом исследования настоящей работы является детекция влияния компенсации реактивной мощности на устойчивость узлов нагрузки.

Практическая новизна работы заключается в следующем:

- Предложен способ компенсации реактивной мощности, позволяющий уменьшить потери в распределительных сетях напряжением 6 кВ.

- Обоснована возможность улучшения статической устойчивости, вследствие этого снижения потребления реактивной мощности, повышение коэффициента мощности узлов, за счет замены асинхронных двигателей на синхронные.

Практические результаты работы могут быть использованы в дальнейшей модернизации схемы электроснабжения месторождения.

Обозначения и сокращения

АД – асинхронный двигатель;

СД – синхронный двигатель;

ИРМ – источники реактивной мощности;

КБ – конденсаторные батареи;

ТП – трансформаторная подстанция;

КЛ – кабельная линия;

ВЛ – воздушная линия;

АС – провод из алюминиевых проволок и стального сердечника;

ГПП – главная понизительная подстанция;

Т – трансформатор;

СК – синхронный компенсатор;

ШР – шунтирующий реактор;

КЗ – короткое замыкание;

ПКЭ – показатели качества электроэнергии;

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	7
1. Формирование района энергосистемы с точки зрения устойчивости	9
1.1. Сведения о КНГКМ	9
1.2. Устойчивость энергосистемы	14
1.3. Целесообразность выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях нефтегазовой отрасли.....	16
1.4. Источники реактивной мощности.....	19
2. Расчёт электроснабжения КНГКМ.....	24
2.1. Расчет электрической нагрузки нефтегазоконденсатного месторождения и выбор расположения приемной подстанции.....	24
2.2. Расчет картограммы нагрузок и определение центра электрических нагрузок	27
2.3. Схема внешнего электроснабжения	30
2.4. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций.....	33
2.5. Компенсация реактивной мощности напряжением до 1000 В	36
2.6. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В	37
2.7. Техничко-экономический расчет до и после компенсации	38
2.8. Схема внутризаводской сети 6 кВ.....	42
3. Оценка устойчивости режима узла нагрузки	45
3.1. Устойчивость отдельных асинхронных двигателей	45
3.2. Устойчивость узла нагрузки с асинхронными двигателями.....	51
3.2.1. Влияние способов компенсации реактивной мощности на статическую устойчивость нагрузки 51	
3.2.2. Расчет устойчивости узла нагрузки.....	60
3.2.3. Техничко-экономическое обоснование замены АД на СД	67
Заключение	71
Список использованной литературы.....	73
Приложение А	75
Приложение Б.....	78
Приложение В	79
Приложение Г	80
Приложение Д	81

Введение

Актуальность темы. Нефтегазодобывающие комплексы являются крупными и ответственными потребителями электрической энергии. Комплексное решение проблемы оптимизации электрических режимов всех структурных элементов нефтегазодобывающих комплексов (НГДК) потенциально обеспечивает значительный народнохозяйственный эффект, обусловленный снижением потерь электроэнергии и продлением срока службы оборудования. Следует отметить, что для предприятий НГДК характерны территориальная рассредоточенность и недостаточный уровень информационного взаимодействия технологических объектов различного уровня и пунктов диспетчерского управления. Ожидать коренного улучшения ситуации за счет развития иерархической системы управления энергоснабжением, основанной на переработке большого количества управляющей информации, в ближайшие годы не приходится.

Как правило, режим напряжения отходящих линий предприятий нефтедобычи не соответствует требованиям ГОСТ 13109-97, в электрооборудовании добычных скважин имеют место повышенные потери электрической энергии (38...40)% от всей потребляемой электрической энергии, и отключения установок нефтедобычи, приводящие к снижению добычи нефти.

Ситуация усугубляется низкой устойчивостью нагрузки из-за наличия у потребителей большого количества крупных асинхронных двигателей. Наиболее тяжелая ситуация, имеющая место в некоторых районах, вызвана перегрузом трансформаторов на подстанциях даже при нормальной схеме, что связано как с превышением разрешенной техническими условиями мощности, так и с недостаточным уровнем компенсации реактивной мощности предприятиями потребителя электрической энергии.[5]

Описанные выше проблемы характерны не только для систем электроснабжения предприятий НГДК, подключенных к сетям ЕЭС России, но и для

автономных систем месторождений, расположенных преимущественно в районах Крайнего Севера.[5]

Благодаря работам ученых: Железко Ю.С., Ковалева И.Н., Файницкого В.В., Артемьева А.В., Карпова Ф.Ф. и др. произошла модернизация методик компенсации реактивных нагрузок.

1. Формирование района энергосистемы с точки зрения устойчивости

Объектом исследования является схема электроснабжения Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

1.1. Сведения о КНГКМ

Энергетическое хозяйство промышленного предприятия – это совокупность энергетических установок и вспомогательных устройств с целью обеспечения бесперебойного снабжения предприятия различными видами энергии и энергоносителей, таких, как электрический ток, сжатый воздух, горячая вода, натуральное топливо (газ, нефть и др.), конденсат [6].

Основными задачами энергетического хозяйства нефтегазовых предприятий являются бесперебойное обеспечение всеми видами энергии установленных параметров.[7].

Энергетическое хозяйство предприятия выполняет следующие функции:

- ◆ обеспечение предприятия всеми видами энергии;
- ◆ наблюдение за строгим выполнением правил эксплуатации энергетического оборудования;
- ◆ организация и проведение ремонтных работ;
- ◆ организация рационального использования и выявления резервов по экономии топлива и энергии;
- ◆ разработка и осуществление мероприятий по реконструкции и развитию энергетического хозяйства предприятия.

Энергообеспечение предприятия имеет специфические особенности, обусловленные особенностями производства и потребления энергии [8]:

- ◆ энергия должна доставляться на рабочие места бесперебойно и в необходимом количестве. Перебои в снабжении энергией вызывают прекращение процесса производства, нарушение технологии;
- ◆ мощность установок по производству энергии должна обеспечивать максимум потребления.

Казанское месторождение – это нефтегазоконденсатное месторождение, которое находится в Томской области в Парабельском районе. В 325 километрах от данного месторождения находится областной центр – город Томск. Другие ближайшие населенные пункты – это поселок Пудино и город Кедровый. [27]

История разработки месторождения:

Казанское месторождение было открыто в 1967 году. В настоящий момент на нефтегазоконденсатном месторождении достаточно развита инфраструктура. Благодаря проведенным геологоразведочным работам по доразведке данного месторождения, было подтверждено наличие здесь промышленных запасов газа, нефти, конденсата. В целом, месторождение является сложным по своему геологическому строению, а также по составу углеводородов. Поэтому вводу в эксплуатацию предшествовала достаточно серьезная и длительная подготовка, а также выбор оптимальных способов разработки. В 2008 году утверждены схема работ на месторождении на пластах Ю11, Ю 12, в которых и содержится основной запас нефти, конденсата и газа. Казанское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную эксплуатацию 20 мая 2009 года. [27]

В состав месторождения входят следующие объекты:

1. Газокомпрессорная станция (ГКС)

ГКС предназначена для сжатия ПНГ, поступающего от аппаратов первой и второй ступени сепарации нефти УПН (ПНГ ВД) и нефтяного газа низкого давления (ПНГ НД) от концевых сепарационных установок нефти УПН. Оборудование ГКС рассчитано на непрерывный круглосуточный режим эксплуатации в течение 350 суток в год.

Скомпримированный газ ГКС направляется в межпромысловый газопровод «Северо-Останинское НГКМ – Мыльджинское ГКМ» для подготовки на УКПГ Мыльджинского газоконденсатного месторождения. [5]

2. Блочная кустовая насосная станция (БКНС)

БКНС входит в состав цеха по добыче, подготовке нефти, газа и конденсата (ЦДПНГиК) Казанского НГКМ и расположена на УПН месторождения.

Назначение – сооружения кустовой насосной станции предназначены для подготовки сеноманской и пластовой воды и подачи ее по водоводам высокого давления в нагнетательные скважины системы ППД Казанского месторождения.[5]

В состав сооружений блочной кустовой насосной станции входят следующие технологические сооружения

- блочная кустовая насосная станция;
- установка дегазации сеноманской воды;
- отстойники воды;
- резервуары накопители воды;
- блок распределения воды;
- дренажная емкость.

Станция выполнена в блочном исполнении, укомплектована насосами, системами отопления и вентиляции, электрооборудованием, автоматикой, сигнализаторами загазованности и пожарной сигнализацией в полной заводской готовности. [5]

3. Установка подготовки нефти (УПН)

УПН предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти Казанского месторождения и подачи товарной нефти в нефтепровод «Казанское-Лугинецкое».[5]

4. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)

УКПГ - представляет комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата.

Товарной продукцией УКПГ являются: сухой газ.

5. Блочная компрессорная станция (БКС)

БКС – предназначена для компремирования нефтяного попутного газа до заданного рабочего давления, также для выполнения других сопутствующих функций (очистка от углеводородов и механических примесей, осушка, охлаждение) [5]

Ведомость электрических нагрузок по цехам предприятия представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Ведомость электрических нагрузок по цехам предприятия

№	Наименование потребителей	Мощность, кВт
1	Блок насосной метанола	50
2	Газокомпрессорная станция	470
3	Служебно-эксплуатационный блок	120
4	Котельная-2	540
5	Азотная компрессорная станция	80
6	Блок насосной ШФЛУ	370
7	Блок насосной УКПГ 0,4 кВ	500
	Блок насосной УКПГ 6 кВ	6400
8	Котельная-1	140
9	Блочная кустовая насосная станция - 1	2250
10	Насосная внутренней и внешней перекачки	1260
11	Блочная компрессорная станция	1350
12	БКНС-2 0,4 кВ	900
	БКНС-2 6 кВ	6400
13	Канализационные очистные сооружения	140
14	Ремонтно-механические мастерские	280
15	Вахтовый жилой комплекс	160
16	Водоочистные сооружения	110
17	Кабельный цех	240

Генеральный план завода КНГКМ представлен на рисунке 1.1.

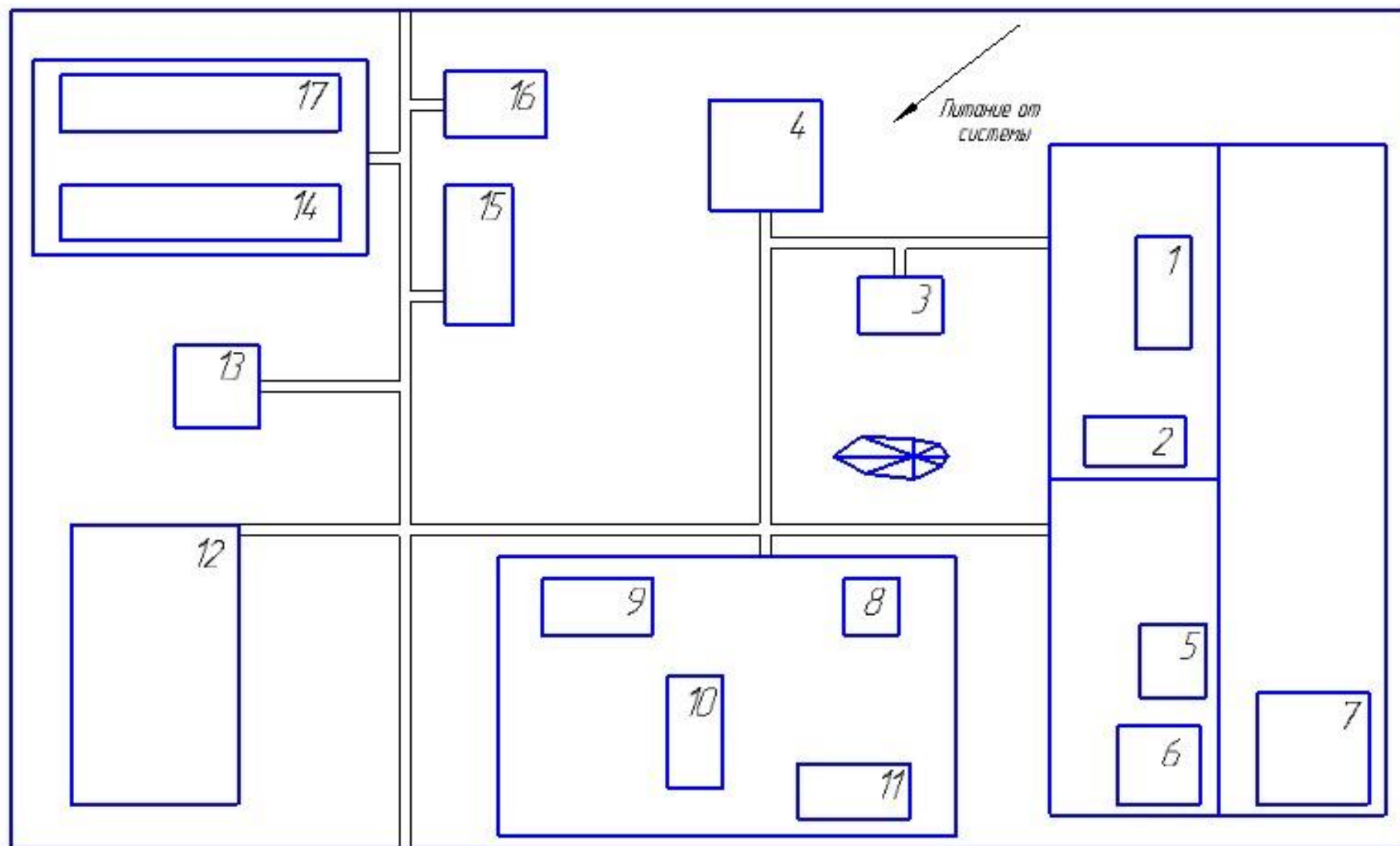


Рисунок 1.1 – Генеральный план КНГКМ

В условиях эксплуатации был обнаружен низкий уровень устойчивости энергосистемы, что связано с крупной двигательной нагрузкой (насосы, компрессоры) и низким качеством электроэнергии.

Нарушение устойчивости является одной из наиболее тяжелых последствий аварий, возмущений, приводящей к перерыву электроснабжения потребителей, изучение проблемы устойчивости рассмотрено ниже.

1.2. Устойчивость энергосистемы

Энергосистема - технический объект, как совокупность электростанций, приемников электрической энергии и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима[9].

Устойчивость энергосистем – способность сохранить синхронизм между электростанциями, или другими словами - возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений[9].

Различают два вида устойчивости: статическую и динамическую.

Статической устойчивостью называют способность системы самостоятельно восстановить исходный режим при малых и медленно происходящих возмущениях, например при постепенном незначительном увеличении или уменьшении нагрузки[9].

Динамическая устойчивость энергосистемы характеризует способность системы сохранять синхронизм после внезапных и резких изменений параметров режима или при авариях в системе (коротких замыканиях, отключений части генераторов, линий или трансформаторов). После таких внезапных нарушений нормальной работы в системе возникает переходный процесс, по окончании которого вновь должен наступить установившийся послеаварийный режим работы[9].

Способы повышения устойчивости:

Основным способом повышения устойчивости является увеличение предела передаваемой мощности. Этого можно достичь повышением э.д.с. генераторов, напряжения на шинах нагрузки или уменьшением индуктивного сопротивления линии. Основными средствами повышения устойчивости являются следующие:

1. Применение быстродействующих автоматических регуляторов напряжения, увеличивающих э. д. с. генераторов при возрастании нагрузки. Для повышения динамической устойчивости при к. з. особенно большое значение имеет форсировка возбуждения, при которой контакты специального реле шунтируют реостаты возбуждения; в результате в обмотку возбуждителя подается наибольший возможный ток («потолочное» возбуждение). В современных генераторах «потолочный» ток возбуждения составляет 1,8—2,0 его номинального значения;

Данный способ существует и является эффективным в аварийных ситуациях, но не является предметом рассмотрения диссертации.

2. Повышение напряжений действующих линий, например со 110 на 150 или на 220 кВ;

Повышение напряжения линий ведет к удорожанию проекта:

- Строительство новых ЛЭП. Постройка дополнительных ВЛ занимает много времени и является достаточно дорогим мероприятием.
- Замена старых проводов на новые, с увеличенным более широким сечением. Такая операция не всегда возможна, т.к. старые опоры зачастую не выдерживают подвеску более тяжелых сталеалюминевых проводов.

- Повышение уровня напряжения линий, требует перестройки практически всего основного энергетического оборудования на подстанциях.
3. Уменьшение индуктивного сопротивления линий, достигаемое расщеплением проводов мощных линий на два или три, или применением продольной емкостной компенсации с последовательным включением в линию батареи конденсаторов;

Такой способ применяется для объектов “большой” энергетики.

4. Применение быстродействующих выключателей, защит и автоматического повторного включения линий.

Способ является эффективным, но не является предметом исследования.

5. Устойчивость энергосистемы можно улучшить с помощью компенсирующих устройств.

Для выполнения 5 пункта рассмотрим целесообразность выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях.

1.3. Целесообразность выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях нефтегазовой отрасли

Загрузка системы электроснабжения определяется полной мощностью $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, активная составляющая которой является полезно потребленной и обратно к источнику питания не возвращается. Реактивная составляющая необходима для создания магнитных и электрических полей в элементах электрической сети. Практически она не потребляется, а перетекает от источника питания (генератора) к электроприемнику и обратно.[1]

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы сети электроснабжения не выгодна по следующим причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью.
2. Возникают дополнительные потери реактивной мощности.
3. Возникают дополнительные потери напряжения.
4. Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи и трансформаторов уменьшает пропускную способность сетей электроснабжения, что в ряде случаев не позволяет использовать полную установленную мощность электрооборудования.
5. Загрузка реактивной мощностью трансформаторов снижает их коэффициент полезного действия.
6. Недоиспользование полезной мощности генераторов электростанций и увеличение удельного расхода топлива.

Проблемы, которые вызывает загрузка сетей и электрооборудования систем электроснабжения реактивной мощностью, обобщены на рис. 1.2.

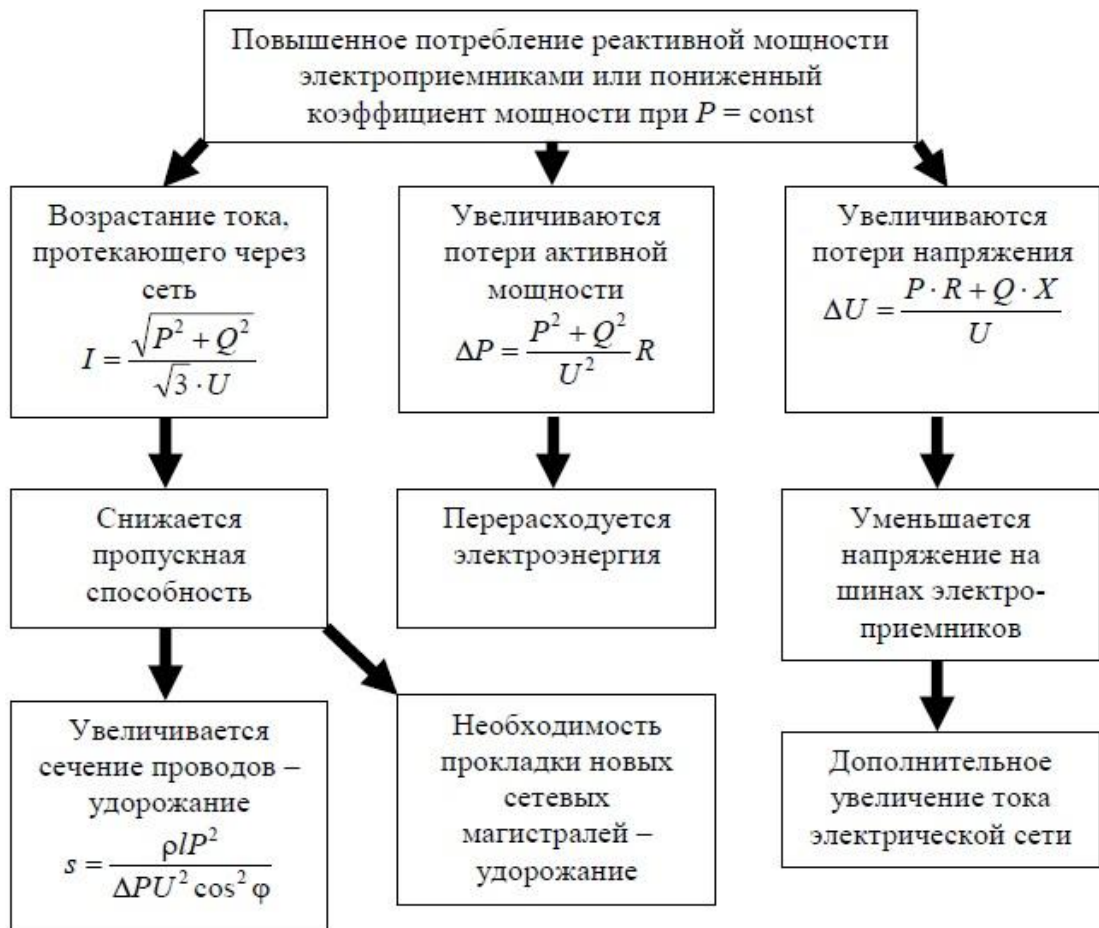


Рисунок 1.2 - Последствие повышенной передачи и потребления реактивной мощности

Приведенные негативные факторы вынуждают приближать источники покрытия реактивной мощности к местам ее потребления. Это разгружает оборудование от ее перетоков, что равносильно увеличению коэффициента мощности. [1]

Существуют два пути снижения реактивных нагрузок сетей и генераторов:

1. Снижение реактивной мощности самих приемников электроэнергии – естественная компенсация.

К мероприятиям по естественной компенсации относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к выравниванию графика нагрузок (равномерное распределение нагрузок по фазам, смещение обеденного времени для разных цехов и др.),
- создание рациональной системы электроснабжения за счёт уменьшения количества ступеней трансформации,
- замена трансформаторов старой конструкции на новую с меньшими потерями на перемагничивание,
- замена малозагруженных трансформаторов и двигателей трансформаторами и двигателями меньшей мощности и их полная загрузка,
- ограничение продолжительности режима холостого хода электродвигателей,
- отключение части силовых трансформаторов при малой нагрузке (например, в выходные дни),
- замена асинхронных двигателей синхронными, поскольку синхронные двигатели при перевозбуждении могут работать с коэффициентом мощности, близким к единице, и даже выдавать реактивную мощность в сеть.

Часть мероприятий по естественной компенсации реактивной мощности не требует больших материальных затрат и должна проводиться на предприятиях в первую очередь. [1]

2. Установка на предприятии специальных компенсирующих устройств – искусственная компенсация.

Искусственная компенсация реактивной мощности подразумевает увеличение $\cos\varphi$ промышленных электроприемников с использованием специальных источников реактивной мощности (ИРМ).

1.4. Источники реактивной мощности

Понятие источники реактивной мощности (ИРМ) относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на баланс реактив-

ной мощности в электроэнергетической системе или системе электроснабжения объекта. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. Источник реактивной мощности – это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно-ступенчато. Основным параметром регулирования ИРМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой он предназначен, или и то, и другое одновременно. Благодаря возможности регулирования реактивной мощности ИРМ является многофункциональным устройством. [1]

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

1. снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
2. регулирования напряжения в узлах нагрузки;
3. увеличения пропускной способности линий электропередачи;
4. увеличения запасов статической устойчивости линий электропередачи и генераторов электростанций;
5. улучшения динамической устойчивости линий электропередачи;
6. ограничения перенапряжений;
7. симметрирования режима.

В системах электроснабжения промышленных предприятий кроме перечисленного ИРМ используют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной нагрузкой.

В качестве ИРМ в системах электроснабжения промышленных предприятий используются:

1. *Синхронный компенсатор* представляет собой синхронный двигатель, работающий без нагрузки на валу. При этом по обмотке якоря проходит практически только реактивный ток. Синхронный компенсатор может ра-

ботать в режиме улучшения $\cos \phi$ или в режиме стабилизации напряжения (рисунок 1.3) [10].

При работе в режиме перевозбуждения СК является генератором реактивной мощности. Наибольшая мощность СК в этом режиме называется его номинальной мощностью. При работе в режиме недовозбуждения СК является потребителем реактивной мощности.



Рисунок 1.3 - Синхронный компенсатор

СК потребляет относительно небольшую активную мощность, вызванную лишь потерями в статоре и роторе и трением в подшипниках.

Основное достоинство СК — то, что при аварийном понижении напряжения в сети он способен увеличить выдаваемую реактивную мощность, особенно при автоматическом форсировании возбуждения, что способствует повышению напряжения в сети. Следовательно, СК обладает *положительным регулирующим эффектом*. Другим достоинством СК является возможность его работы в режиме потребления реактивной мощности и плавность регулирования изменения мощности. Таким образом, в одном агрегате совмещены возможности и конденсатора и реактора. [10]

Синхронный компенсатор является дорогим **компенсирующим устройством** и по капиталовложениям, и по потерям активной мощности. Применяют его в энергосистемах для обеспечения устойчивости их работы в послеаварийных режимах. В сравнении с современными средствами компенсации реактивной мощности является устаревшим. [10]

2. *Силовые конденсаторы (СК)* изготавливают на различные напряжения однофазными и трехфазными, мощностью 5—100 квар в одной банке (рисунок 1.4) [10].

В установках с большей мощностью и на большее напряжение применяют *батареи конденсаторов* с параллельным и последовательно-параллельным включением отдельных банок. Увеличение номинального напряжения батареи конденсаторов достигается последовательным соединением банок, а для увеличения мощности применяют параллельное соединение банок. [10]



Рисунок 1.4 - Силовые конденсаторы

Преимущества использования конденсаторных установок:

- малые удельные потери активной мощности (у современных низковольтных косинусных конденсаторов собственные потери не превышают 0,5 Вт на 1 квар);
- отсутствие вращающихся частей;
- относительно невысокие капиталовложения;
- возможность подбора практически любой необходимой мощности компенсации;
- отсутствие шума во время работы;
- небольшие эксплуатационные затраты.

Основной технический недостаток конденсаторов заключается в том, что снижение напряжения в сети приводит к значительному снижению их мощности, компенсирующий эффект падает, что способствует дальнейшему снижению напряжения. При повышении напряжения в сети (например, в ночное время) конденсаторы способствуют его дальнейшему росту. Следовательно, в отличие от СК конденсаторам свойствен *отрицательный регулирующий эффект*, и их чрезмерное сосредоточение у потребителей понижает устойчивость узлов нагрузок по напряжению. [10]

3. *Шунтирующий реактор* (ШР) — это устройство, обладающее большой индуктивностью и малым активным сопротивлением (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Шунтирующий реактор

Реактор потребляет реактивную мощность, тем самым снижает напряжение в сети. Шунтирующий реактор применяют для повышения пропускной способности линий сверхвысокого напряжения разгружая их по реактивной мощности, а так же для регулирования реактивной мощности и напряжения. Шунтирующие реакторы рассчитаны на высокие и сверхвысокие напряжения и могут присоединяться как к линии, так и подключаться к шинам подстанции.

Проанализировав все виды ИРМ, можно сделать вывод, что статические конденсаторы имеют значительные преимущества перед другими видами искусственной компенсации, т.к. их установка связана с минимальными потерями мощности в них и затратами на установку, а также с их простым обслуживанием.

Для того чтобы максимально снизить затраты и оптимизировать комплекс применяемого оборудования выполняют технико-экономические расчеты, которые рассчитываются после подсчета электрических нагрузок.

2. Расчёт электроснабжения КНГКМ

2.1. Расчет электрической нагрузки нефтегазоконденсатного месторождения и выбор расположения приемной подстанции

Расчётная полная мощность предприятия определяется по расчётным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учётом расчётной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях. [2]

Расчётная нагрузка (активная и реактивная) силовых приёмников цехов определяются из выражений:

$$P_p = K_c \cdot P_H; \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.2)$$

где P_p - суммарная установленная мощность всех приёмников цеха;

K_c - коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ - принимается по соответствующему значению коэффициента мощности;

Приёмники напряжением выше 1000 В учитываются отдельно. Расчётная активная и реактивная мощности групп приёмников выше 1000 В определяются по выше приведённым формулам. Расчёты систематизируем в виде таблицы, представленной ниже.

Таблица 2.1 - Суммарные значения мощностей ЭП

Суммарное Значение мощности	Электроприёмники до 1000 В	Электроприёмники выше 1000 В
$\sum P_p, \text{кВт}$	5761,5	7680
$\sum Q_p, \text{кВАр}$	4738,23	5760
$\sum P_{p0}, \text{кВт}$	247,37	—

Так как трансформаторы цеховых подстанций и кабели распределительной сети еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений:

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p + \sum P_{p0})^2 + (\sum Q_p)^2} = 7652,28 \text{ кВА} \quad (2.3)$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 7652,28 = 153,05 \text{ кВт}; \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 7652,28 = 765,23 \text{ кВАр}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 7652,28 = 229,57 \text{ кВт}. \quad (2.6)$$

где S_p^H - расчётная мощность предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену.

Суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесённые к шинам 6 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + \sum P_{p0} + \Delta P_m + \Delta P_{\text{л}} = (5761,5 + 7680) \cdot 0,95 + 247,37 + 765,23 + 229,57 = 13399,41 \text{ кВт}; \quad (2.7)$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_m = (4738,2 + 5760) \cdot 0,95 + 765,23 = 10738,55 \text{ кВАр}; \quad (2.8)$$

$$S_{P\Sigma} = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} = \sqrt{13399,41^2 + 10738,55^2} = 17171,51 \text{ кВА};$$

где $K_{P.M}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый 0,95 согласно [3,стр.32]

Для удобства дальнейшего расчёта систематизируем данные, которые представлены в **приложении А** таблица 1, таблица 2.

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются:

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot S_{P\Sigma} = 0,02 \cdot 17171,51 = 343,43 \text{ кВт}; \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot S_{P\Sigma} = 0,1 \cdot 17171,51 = 1717,15 \text{ кВАр}; \quad (2.10)$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП определяется:

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{P\Sigma} + \Delta P_{mГПП})^2 + (Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{mГПП} - Q_{ку})^2} = 14841,13 \text{ кВА}, \quad (2.11)$$

где $Q_{ку}$ – мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{ку} = Q_{P\Sigma} - Q_c = 10738,55 - 3885,83 = 6852,72 \text{ кВАр}; \quad (2.12)$$

где Q_c – наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы;

$$Q_c = \alpha \cdot P_{P\Sigma} = 0,29 \cdot 13399,41 = 3885,83 \text{ кВар} \quad (2.13)$$

Для предприятий, расположенных в Сибири:

$\alpha = 0,29$ величина напряжения питающей линии 110 кВ: [14,стр.35,41].

2.2. Расчет картограммы нагрузок и определение центра электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов.[2]

Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{Pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.14)$$

где S_{Pi} - расчётная площадь i - го цеха с учётом освещения, КВА;

m - масштаб для определения площади круга, кВА/мм²,

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора (α) определяется из соотношения полных расчётных (S_{Pi}) и осветительных нагрузок (P_{Po}) цехов:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{Po}}{S_{Pi}}. \quad (2.15)$$

На генплане завода произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок завода x_o и y_o определяются по формулам:

$$x_o = \frac{\sum S_{Pi} \cdot x_i}{\sum S_P} = 124,03 \text{ м}, \quad (2.16)$$

$$y_o = \frac{\sum S_{Pi} \cdot y_i}{\sum S_P} = 34,99 \text{ м}, \quad (2.17)$$

где $\sum S_P$ – суммарная площадь цехов с учётом освещения, КВА;

Расчёты систематизируем в виде таблицы 2.2

Таблица 2.2 – Расчетные данные для построения картограммы

№ цеха	S_{pi} , КВА	P_{po} , КВт	r , мм	a , град	x_i , м	y_i , м	$S_{pi} \cdot X_i$, КВА·м	$S_{pi} \cdot Y_i$, КВА·м
Потребители электроэнергии 0.4 кВ								
1	51,55	6,33	2,86	44,23	206,00	99,00	10618,66	5103,14
2	474,39	5,47	8,69	4,15	201,00	73,00	95352,18	34630,39
3	95,14	6,33	3,89	23,96	160,00	97,00	15222,81	9228,83
4	441,82	13,51	8,39	11,01	131,00	124,00	57878,75	54786,00
5	44,05	4,94	2,65	40,37	208,00	34,00	9162,78	1497,76
6	350,02	6,65	7,47	6,84	118,00	15,00	41302,94	5250,37
7	385,21	12,67	7,83	11,84	233,00	18,00	89753,54	6933,75
8	114,45	3,38	4,27	10,62	154,00	43,00	17625,46	4921,40
9	2102,76	6,33	18,30	1,08	105,00	43,00	220790,09	90418,80
10	1011,81	6,33	12,69	2,25	122,00	19,00	123440,22	19224,30
11	1017,57	6,33	12,73	2,24	151,00	8,00	153653,64	8140,59
12	713,57	47,50	10,66	23,96	26,00	33,00	18552,80	23547,79
13	127,88	6,65	4,51	18,72	37,00	82,00	4731,64	10486,35
14	256,18	17,94	6,39	25,22	34,00	114,00	8710,17	29204,70
15	105,11	12,67	4,09	43,38	84,00	106,00	8828,90	11141,24
16	102,55	6,38	4,04	22,41	87,00	133,00	8921,93	13639,27
17	221,59	17,94	5,94	29,15	34,00	133,00	7534,09	29471,57
Потребители электроэнергии 6 кВ								
12	4800	-	27,65		26	33	124800	158400
7	4800	-	27,65		233	18	1118400	86400
Итого:	17215,66							

Схема генплана с картограммой нагрузок представлена на рисунке 2.1

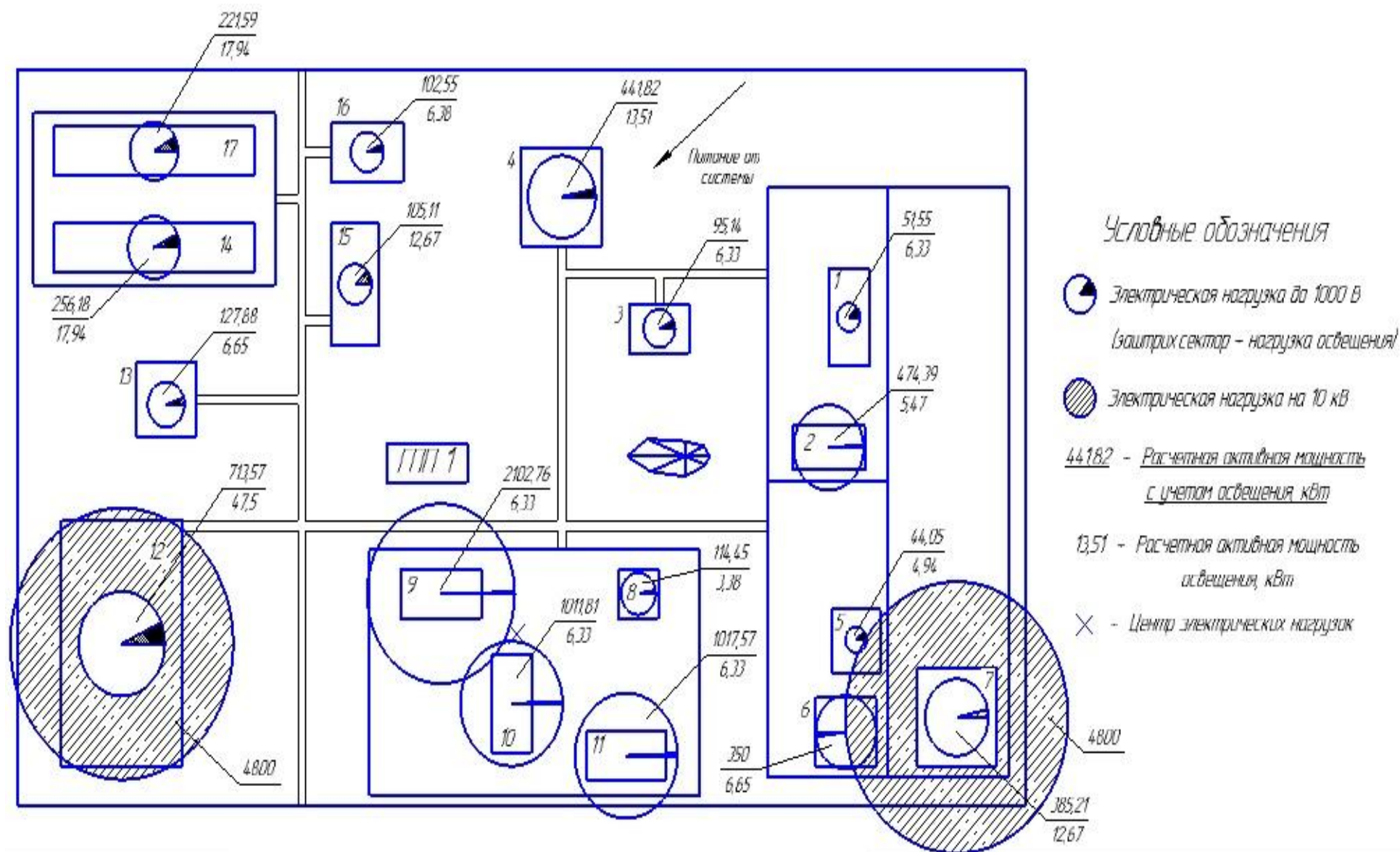


Рисунок 2.1 – Генплан предприятия с картограммой нагрузок

2.3. Схема внешнего электроснабжения

Мощность трансформаторов ГПП определяется по выражению:

$$S_{н.гр} = \frac{S_p^{ГПП}}{\beta_m} = \frac{14841,13}{2 \cdot 0,7} = 10600 \text{ кВА}; \quad (2.18)$$

где $S_{pГПП}$ - полная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП;

β_m - коэффициент загрузки трансформаторов ГПП (принимаем 0,7 согласно [3, стр.41]);

2 - число трансформаторов на ГПП.

Полученное значение $S_{н.тр.}$ округляем до ближайшего стандартного значения и в соответствии со справочной литературой [11, стр.615] принимаем в качестве трансформаторов ГПП два двухобмоточных трансформатора типа ТДН - 16000/110

Питающие линии выполняются проводом АС. Выбор сечения провода производится по нагреву расчётным током и экономической плотности тока:

$$I_p = \frac{S_{pГПП}}{2\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{14841,13}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 38,95 \text{ А}; \quad (2.19)$$

В аварийном режиме:

$$I_{p.макс} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 38,95 = 77,89 \text{ А}; \quad (2.20)$$

Так как основные узлы предприятия работают в две смены, то в соответствии с графиком нагрузок по продолжительности [10] $T_m \approx 8000$ (ч). Соответственно экономическая плотность тока будет равна $i_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$, согласно [12, стр.78].

Рассчитаем экономически целесообразное сечение:

$$S_{эк} = \frac{I_p}{i_{эк}} = \frac{38,95}{1} = 38,95 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.21)$$

Полученное сечение округляем до стандартного и в соответствии с [11, стр.624] принимаем провода марки АС - 70. Для данного провода сделаем необходимые проверки:

1. по нагреву

$$1,3I_{\text{доп}} > I_{p.\text{макс}}; \quad (2.22)$$

$$1,3 \cdot 265 > 77,89 \text{ (A)};$$

$$344,5 > 77,89 \text{ (A)}.$$

2. по механической прочности

$$F_{\text{эк.лэп}} \geq F_{\text{min.мех}}; \quad (2.23)$$

Для $U=110 \text{ кВ}$ $F_{\text{min.мех}} = 70 \text{ мм}^2$, следовательно $70=70 \text{ (мм}^2\text{)}$

Таким образом, выбранное сечение удовлетворяет условиям механической прочности.

3. по допустимой потере напряжения

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot K_3 \geq l \quad (2.24)$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ - длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, принимаем по справочной литературе [3, стр.90], км;

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$ — допустимая потеря напряжения;

$K_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$ - коэффициент загрузки линии;

$l_{\text{доп}}$ — допустимая длина линии, км;

l - фактическая длина линии, км;

$$l_{\text{доп}} = 5,1 \cdot 5 \cdot \frac{265}{38,94} = 173,5 \text{ км}$$

$$l_{\text{доп}} > l, \text{ так как } l = 15 \text{ км}$$

4. по условию коронирования

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (2.25)$$

Напряженность электрического поля около поверхности не расщепленного провода

$$E = \frac{0,354U}{r \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} = \frac{0,354 \cdot 110}{4,72 \cdot 10^{-1} \cdot \lg \frac{4}{4,72 \cdot 10^{-1}}} = 28,2 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \quad (2.26)$$

Провода подвешены бочкой с двойной подвеской проводов и средне-геометрическое расстояние между проводниками фаз определяется из выражения:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}} = \sqrt[3]{3,35 \cdot 3,35 \cdot 6} = 4 \text{ м} \quad (2.27)$$

Радиус проводника определяем из выражения:

$$S = \pi r^2 \Rightarrow r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{70}{3,14}} = 4,72 \cdot 10^{-1} \text{ см} \quad (2.28)$$

Начальная напряженность возникновения коронного разряда

$$E_0 = 24,5m\delta \left[1 + \frac{0,65}{(\delta r)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,8 \cdot 1,05 \left[1 + \frac{0,65}{(1,05 \cdot 0,428)^{0,38}} \right] \\ = 40,16 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} \quad (2.29)$$

$m=0,8$ – коэффициент гладкости провода

$\delta = 1,05$ – относительная плотность воздуха

$r = 0,428$ – Активное сопротивление линии при 20°C

$$1,07 \cdot 28,2 = 0,9 \cdot 40,16 \text{ кВ/см}$$

$$30,174 < 36,144 \text{ кВ/см}$$

Таким образом, сечение проходит по условию коронирования.

Принятая схема внешнего электроснабжения отвечает основным требованиям, предъявляемым к схемам внешнего электроснабжения:

- необходимая надёжность;
- простота и удобство в эксплуатации;
- при аварийных ситуациях (выход из строя линии, трансформатора) оставшийся в работе элемент принимает на себя полностью или частично нагрузку с учётом дополнительной перегрузки в послеаварийном режиме работы (трансформатор допускает перегрузку 40%, линии 30%);
- схема учитывает перспективу развития предприятия;
- схема обеспечивает возможность проведения плановых и внеплановых ремонтных работ.

Электроснабжение месторождения осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ВЛ - 110 (кВ), выполненных проводом АС - 70 на железобетонных опорах. ГПП размещается на территории завода в соответствии с расчётным центром электрических нагрузок с некоторым смещением в сторону источника питания. На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора ТДН-16000/110.

2.4. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Для обеспечения надежности электроснабжения и лучшего распределения энергии выбираем трансформаторы разных номиналов: 400, 630, 1000 и 1600 кВА, при этом придерживаясь требуемого коэффициента загрузки: для потребителей I-категории $\beta = 0,65 - 0,7$, для потребителей II-категории $\beta = 0,7 - 0,8$, для потребителей III-категории $\beta = 0,9 - 0,95$.

Минимальное возможное число трансформаторов определяем по формуле:

$$N_{min} = \frac{\Sigma P_p^H + \Sigma P_{p.o}}{\beta \cdot S_{н.тр.}}, \quad (2.46)$$

где β_m – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (согласно [2, стр. 107] принимаем $\beta_m = 0,7$);

$S_{н.тр.}$ - номинальная мощность одного трансформатора, кВА;

$(\Sigma P_p^H + \Sigma P_{p.o})$ - суммарная активная расчетная низковольтная нагрузка цехов, кВт.

Средняя величина загрузки одного трансформатора определяется по формуле:

$$P' = \frac{\Sigma P_p^H + \Sigma P_{p.o}}{N_{min}}, \quad (2.47)$$

Число трансформаторов N_i , которое следует установить в том или ином цехе, определяем делением нагрузки цеха $(P_p + P_{p.o})$ на P' :

Пример для ТП-1:

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов при $S_{\text{ном.тр.}} = 400 \text{ кВА}$:

Получаем:

$$N_{\min} = \frac{\sum P_p + \sum P_{p.o.}}{\beta_m + S_{н.мр.}} = \frac{199,94 + 92,67 + 88,88 + 173,94}{0,7 \cdot 400} = 1,98$$

Полученную расчетную величину округляем до ближайшего большего целого значения $N = 2$ шт.

Находим среднюю величину загрузки одного трансформатора:

$$P' = \frac{\sum P_p + \sum P_{p.o.}}{N_{\min}} = \frac{555,44}{2} = 277,72 \text{ кВт};$$

Число трансформаторов N_i

$$N_i = \frac{P_{p14-17}}{P'} = \frac{555,44}{277,72} = 2;$$

Нагрузки ближайших цехов объединяем. После этого на плане предприятия обозначаем места расположения цеховых трансформаторных подстанций и намечаем схему их питания от главной понизительной подстанции. Цеховые трансформаторы ТП, запитаны по радиальной схеме. Трансформаторы двухтрансформаторной подстанции должны быть запитаны от разных секций РУ 6 кВ ГПП. В БКНС-2 и УКПГ для питания потребителей электроэнергии напряжением выше 1000 В устанавливаем РУ-6кВ.

Для систематизации расчёта представим полученное число трансформаторов, устанавливаемое в каждом цехах в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Распределение электрических нагрузок по ТП

№ п/п	Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Место расположения пункта питания на генплане	Кол-во и мощность трансформаторов
1	ТП-1	Цех 14, 15, 16, 17	Цех 14	2х400 кВА
2	ТП-2	Цех 12, 13	Цех 12	2х1000 кВА
3	ТП-3	Цех 9	Цех 9	2х1600 кВА
4	ТП-4	Цех 10	Цех 10	2х1000 кВА
5	ТП-5	Цех 8, 11	Цех 11	2х1000кВА
6	ТП-6	Цех 5, 6,7	Цех 7	2х630 кВА
7	ТП-7	Цех 1, 2	Цех 2	2х400 кВА
8	ТП-8	Цех 3, 4	Цех 4	2х400 кВА

Параметры выбранных трансформаторов цеховых ТП сводим в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Параметры трансформаторов цеховых ТП

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}, \%$	$P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
		ВН	НН			
ТСЗ-1600/6	1600	6, 10	0,4, 0,69	6	12,3	2,8
ТСЗ-1000/ 6	1000	6; 10	0,4, 0,69		8,8	2
ТСЗ-630/ 6	630	6, 10	0,4, 0,69		6,7	1,37
ТСЗ-400/ 6	400	6; 10	0,4, 0,69		4,5	1

Схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприемников представлена в **приложение В**

Генеральный план завода КНГКМ представлен в **приложение Б**

2.5. Компенсация реактивной мощности напряжением до 1000 В

Определим реактивную мощность на низкой стороне ТП. Составим схему для расчета реактивной мощности для ТСЗ-1000/6.

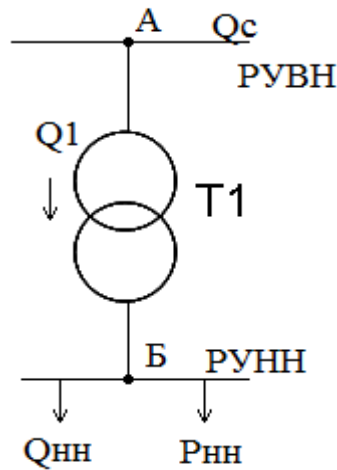


Рисунок 2.2 - Схема ТП для определения реактивной мощности

Составляем баланс в точке Б:

$$Q_1 = \sum Q_{\max. mp}; \quad (2.30)$$

Реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В, определяется соотношением:[1]

$$Q_{\max. mp} = \sqrt{(n \cdot \beta \cdot S_{н.м})^2 - P_p^2}; \quad (2.31)$$

где n – число трансформаторов на ТП;

$\beta = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{н.м}$ – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка ТП на шинах 0,4 кВ.

Для трансформаторов ТСЗ-1000/6

$$Q_{\max. mp} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 2358,2^2} = 3475,47 \text{ кВар};$$

Минимально необходимая мощность компенсирующих устройств, в сети на шинах 0,4 кВ ТП определяется формулой

$$Q_{БК.Н1} = Q_p - Q_{\max.мп}; \quad (2.32)$$

Если окажется, что $Q_{БК.Н1} < 0$, то установка низковольтных БК не требуется.

$$Q_{БК.Н1} = 1825,2 - 3475,5 = -1650,3 \text{ кВАр};$$

Для трансформаторов ТСЗ-1600/6

$$Q_{\max.мп} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1581,33^2} = 1586,5 \text{ кВАр};$$

$$Q_{БК.Н1} = 1386 - 1586,5 = -200,5 \text{ кВАр};$$

Для трансформаторов ТСЗ-400/6

$$Q_{\max.мп} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 1394,1^2} = 937,5 \text{ кВАр};$$

$$Q_{БК.Н1} = 905,3 - 937,5 = -32,2 \text{ кВАр};$$

Для трансформаторов ТСЗ-630/6

$$Q_{\max.мп} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 615,3^2} = 632 \text{ кВАр};$$

$$Q_{БК.Н1} = 477 - 632 = -155 \text{ кВАр};$$

Результаты расчетов показывают, что компенсация до 1000 В не требуется, т.к. пропускная способность трансформаторов больше, чем реактивная нагрузка цеха.

2.6. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В

Баланс в точке А (рисунок 2.2):

Расчётная реактивная нагрузка в сетях 6/10 кВ промышленных предприятий находится:

$$Q_{ВНрасч} = Q_{расч.вн} + Q_{тр.неск} + \Delta Q \text{ кВАр}; \quad (2.33)$$

Где: $Q_{расч.вн}$ - расчётная нагрузка приёмников 6/10 кВар

$Q_{тр.неск}$ - некомпенсированная нагрузка сети до 1000 В, питаемой через трансформаторы цехов.

ΔQ - потеря реактивной мощности сети 6/10 кВар.

$$Q_{тр.неск} = \sum Q_{р.ин} - \sum Q_{БК.Н} + \sum \Delta Q_{тр} \text{ кВАр}; \quad (2.34)$$

$$Q_{тр.неск} = 4738 + 549,7 = 5288 \text{ кВАр}$$

Где: $Q_{р.ин}$ - расчётная реактивная нагрузка завода на низкой стороне.

$Q_{БК.Н}$ - фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В.

$\Delta Q_{тр}$ - суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учётом компенсации.

$$Q_c = \alpha \cdot P_{P\Sigma} = 0,29 \cdot 13688,8 = 3969,8 \text{ кВАр}; \quad (2.35)$$

Где: α - коэффициент, учитывающий расположение предприятия. Для Сибири $\alpha = 0,29$, при напряжении питающей линии 110 кВ.

$$Q_{БК.ВН} = Q_{расч.вн} + Q_{тр.неск} - Q_c = 5760 + 5288 - 3969,8 = 7078,2 \text{ кВАр};$$

2.7. Техничко-экономический расчет до и после компенсации

При выполнении технико-экономических расчетов руководствуются Методикой технико-экономических расчетов в энергетике.

Приведенные затраты без компенсации реактивной мощности:

Минимум приведенных затрат – это основной критерий экономичности системы электроснабжения. Он определяется формулой:

$$\begin{aligned} Z_1 &= \Delta P_1 \cdot C_0 \cdot \tau_{\max} + I_{\text{нотр.сети}} = \\ &= 148,84 \cdot 0,85 \cdot 7479 + 44800 = 45746 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (2.36)$$

Где,

C_0 - стоимость потерь активной мощности (для Сибири $C_0 = 85 \text{ у.е./кВт}$), [11, с.314]

$\tau_{\max}$ – время максимальных потерь,

$$\tau_{\max} = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10000})^2 \cdot 8760 = 7479 \quad (2.37)$$

$T_{\max} \approx 8000$ - число часов использования максимальной нагрузки

Суммарные потери:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{вл} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{кл} = 39,48 + 87,41 + 21,95 = 148,84 \text{ кВт}; \quad (2.38)$$

Потери в ВЛ:

$$\Delta P_{вл} = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,428 \cdot 15 \cdot 45,3^2 \cdot 10^{-3} = 39,48 \text{ кВт}; \quad (2.39)$$

Где,

$R_0 = 0,428$ – активное погонное сопротивление, Ом/км

$L = 15$ км – длина ВЛ

I_p - расчетный ток, А

$$I_p = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = \frac{17252,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 45,3 \text{ А}; \quad (2.40)$$

Потери в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta P_{тр} &= n \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} \cdot n = \\ &= 2 \cdot 19 + 0,539^2 \cdot 85 \cdot 2 = 87,41 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (2.41)$$

Где,

$P_{xx} = 19$ кВт – потери х.х

$P_{кз} = 85$ кВт – потери к.з

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора

$$K_3 = \frac{S_{р.ГПП}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{17252,3}{2 \cdot 16000} = 0,539 \quad (2.42)$$

Потери в КЛ для РУ-1:

$$\Delta P_{кл1} = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,19 \cdot 0,205 \cdot 230,1^2 \cdot 10^{-3} = 6,23 \text{ кВт}$$

Где,

$R_0 = 0,19$ Ом/км – активное погонное сопротивление для ПвП (3х95)

$L = 0,205$ км – длина КЛ

I_p - расчетный ток, А

$$I_p = \frac{S_{р.ру-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = \frac{4800}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 230,1 \text{ А};$$

Потери в КЛ для РУ-2:

$$\Delta P_{\kappa\lambda 2} = 3 \cdot R_0 \cdot I \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,19 \cdot 0,517 \cdot 230,1^2 \cdot 10^{-3} = 15,72 \text{ кВт}$$

Где,

$R_0 = 0,19$ Ом/км – активное погонное сопротивление для ПвП (3х95)

$L = 0,517$ км – длина КЛ

I_p - расчетный ток, А

$$I_p = \frac{S_{p.py-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = \frac{4800}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 230,1 \text{ А};$$

Суммарные потери в КЛ:

$$\Delta P_{\kappa\lambda} = \Delta P_{\kappa\lambda 1} + \Delta P_{\kappa\lambda 2} = 6,23 + 15,72 = 21,95 \text{ кВт}$$

Издержки на потребление реактивной мощности из сети:

$$I_{потр.сети} = Q_{неском} \cdot T_{\max} = 5600 \cdot 8000 = 44800 \text{ тыс.у.е.} \quad (2.43)$$

Где,

$Q_{неском}$ - некомпенсированная нагрузка сети выше 1000 В

$T_{\max} \approx 8000$ - число часов использования максимальной нагрузки

Приведенные затраты с компенсацией реактивной мощности:

$$\begin{aligned} Z_2 &= \Delta P_2 \cdot C_0 \cdot \tau_{\max} + I_{уст.ку} = \\ &= 111,51 \cdot 0,85 \cdot 7479 + 6133,4 = 715,1 \text{ тыс. у.е.} \end{aligned} \quad (2.44)$$

Издержки на установку и обслуживание компенсирующих устройств:

$$\begin{aligned} I_{уст.ку} &= E_n^{ку} \cdot Z_{ку} \cdot Q_{кб} + C_0 \cdot \Delta P_{кб} \cdot Q_{кб} = \\ &= 0,223 \cdot 4,9 \cdot 5600 + 85 \cdot 0,003 \cdot 5600 = 6133,4 \text{ у.е.} \end{aligned} \quad (2.45)$$

Где,

$E_n^{ку} = 0,223$ - нормативный коэффициент капиталовложений [14, стр.313]

$Z_{кб} = 4,9$ у.е. - удельные затраты на установку КБ марки УКМ-6,3-400-У1 [11, стр. 306]

$Q_{кб} = 5600$ кВАр - мощность КБ,

$\Delta P_{кб}$ - удельные потери активной мощности в КБ [11, стр. 306]

Суммарные потери после компенсации:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{\text{вл}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{кл}} = 26,41 + 71,05 + 14 = 111,51 \text{ кВт};$$

Потери в ВЛ:

$$\Delta P_{\text{вл}} = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,428 \cdot 15 \cdot 37,03^2 \cdot 10^{-3} = 26,41 \text{ кВт}$$

Где,

$R_0 = 0,428$ – активное погонное сопротивление, Ом/км

$L = 15$ км – длина ВЛ

I_p – расчетный ток, А

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{кв}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{\sqrt{13688,9^2 + (10498,2 - 7078,2)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 37,03 \text{ А};$$

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot P_{\text{хх}} + K_3^2 \cdot P_{\text{кз}} \cdot n = 2 \cdot 19 + 0,441^2 \cdot 85 \cdot 2 = 71,05 \text{ кВт}$$

Где,

$P_{\text{хх}} = 19$ кВт – потери х.х

$P_{\text{кз}} = 85$ кВт – потери к.з

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора

$$K_3 = \frac{S_{\text{р.гипп}}}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{14109,6}{2 \cdot 16000} = 0,441$$

Потери в КЛ для РУ-1:

$$\Delta P_{\text{кл1}} = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,19 \cdot 0,205 \cdot 184,8^2 \cdot 10^{-3} = 3,99 \text{ кВт}$$

Где,

$R_0 = 0,19$ Ом/км – активное погонное сопротивление для ПвП (3х95)

$L = 0,205$ км – длина КЛ

I_p – расчетный ток, А

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\text{р1}}^2 + (Q_{\text{р1}} - Q_{\text{кб}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{\sqrt{3840^2 + (2880 - 2800)^2}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 184,8 \text{ А};$$

Выбираем 7хУКМ-6,3-400-У1 мощностью 400 кВАр [1. с. 306]

Потери в КЛ для РУ-2:

$$\Delta P_{\text{кл2}} = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 0,19 \cdot 0,517 \cdot 184,8^2 \cdot 10^{-3} = 10,1 \text{ кВт}$$

Где,

$R_0 = 0,19$ Ом/км – активное погонное сопротивление для ПвП (3х95)

$L = 0,517$ км – длина КЛ

I_p - расчетный ток, А

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p2}^2 + (Q_{p2} - Q_{кб})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} = \frac{\sqrt{3840^2 + (2880 - 2800)^2}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 184,8 \text{ А};$$

Выбираем 7хУКМ-6,3-400-У1 мощностью 400 кВАр [11. с. 306]

Суммарные потери в КЛ:

$$\Delta P_{кл} = \Delta P_{кл1} + \Delta P_{кл2} = 3,99 + 10,1 = 14 \text{ кВт}$$

Таким образом, технико-экономического сравнение двух вариантов позволило выбрать наиболее оптимальный вариант, критерием которого служит минимум приведенных затрат.

2.8. Схема внутривародской сети 6 кВ

Распределительная сеть 6 кВ по территории завода выполнена трех-жильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена. Прокладка кабелей осуществляется на эстакадах.

Выбор сечения кабельных линий производится по экономической плотности тока. Выбранные сечения проверяем по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения.

Экономически целесообразное сечение определяем из выражения:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (2.48)$$

Где: I_p – расчётный ток на один кабель, А;

$j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Для высоковольтных кабелей с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при $T_m > 5000$ часов принимаем $j_{эк} = 2,7 \text{ А/мм}^2$ [2. табл. 6.1]

Выбор кабеля для линии Л-1 (ГПП – ТП-3):

Максимальный расчетный ток

$$I_{p.\max} = \frac{n_{тр} \cdot S_{н.тр.} + n_{тр} \cdot \Delta S_{тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{лин}} = \frac{2 \cdot 1600 + 2 \cdot 136,38}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 167,1 \text{ А.}$$

После аварийный ток:

$$I_{n/ав} = 2 \cdot I_p = 334,2 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение $F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{167,1}{2,7} = 61,88 \text{ мм}^2$.

Принимаем ближайшее стандартное сечение $F=70 \text{ мм}^2$: $I_{дон}=354 \text{ А}$ [10]

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме и в послеаварийном режиме:

Кабель проверяется по нагреву в нормальном режиме

$$I_p \leq I_{дон}$$
$$167,1 \leq 354 \text{ А}$$

В аварийном режиме

$$I_{ав} \leq 1,3 \cdot I_{дон}$$
$$334,2 \leq 460,2 \text{ А}$$

Выбранное сечение не проходит проверку.

Выбран кабель марки

ПвВнг-LS - 2(3х70), с номинальным сечением 70 мм, номинальное напряжение 6 кВ.

Выбор кабелей для остальных линий выполняется аналогично. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 6 кВ

№	Номер Линии	Назначение линии	Кол-во линий	Расчетная нагрузка на один кабель		Длина линии, (км)	Fэк	Марка и сечение кабеля выбранного по условиям допустимого нагрева, S (мм ²)	Способ прокладки	Допустимая нагрузка на один кабель	
				В нормальном режиме I _p , (А)	В аварийном режиме I _{п/ав} , (А)					В нормальном режиме, I _{доп} (А)	В аварийном режиме, 1,3 I _{доп} (А)
1	Л-1	ГПП-ТП 1	2	41,78	83,56	0,269	15,47	ПвВнг-LS - 2 (3х35)	на эстакадах	225	292,5
2	Л-2	ГПП-ТП 2	2	46,73	93,45	0,214	17,31	ПвВнг-LS - 2 (3х35)	на эстакадах	225	292,5
3	Л-3	ГПП-ТП 3	2	167,08	334,17	0,061	61,88	ПвВнг-LS - 2 (3х70)	на эстакадах	354	460,2
4	Л-4	ГПП-ТП 4	2	104,46	208,92	0,183	38,69	ПвВнг-LS - 2 (3х50)	на эстакадах	285	370,5
5	Л-5	ГПП-ТП 5	2	104,46	208,92	0,309	38,69	ПвВнг-LS - 2 (3х50)	на эстакадах	285	370,5
6	Л-6	ГПП-ТП 6	2	65,82	131,64	0,507	24,38	ПвВнг-LS - 2 (3х35)	на эстакадах	225	292,5
7	Л-7	ГПП-ТП 7	2	41,78	83,56	0,360	15,47	ПвВнг-LS - 2 (3х35)	на эстакадах	225	292,5
8	Л-8	ГПП-ТП 8	2	41,78	83,56	0,262	15,47	ПвВнг-LS - 2 (3х35)	на эстакадах	225	292,5
9	Л-9	ГПП-РУ1	2	230,94	461,88	0,205	85,53	ПвВнг-LS - 2 (3х95)	на эстакадах	426	553,8
10	Л-10	ГПП-РУ2	2	230,94	461,88	0,517	85,53	ПвВнг-LS - 2 (3х95)	на эстакадах	426	553,8

На основе технико-экономического сравнения вариантов компенсации реактивной мощности, предварительно был выбран вариант установки компенсирующих устройств из-за своей экономичности и простоты. Было выбрано количество, тип и мощность компенсирующих устройств (конденсаторные батареи).

Рассмотрим влияние компенсации на устойчивость узла нагрузки.

3. Оценка устойчивости режима узла нагрузки

3.1. Устойчивость отдельных асинхронных двигателей

Снижение напряжения в питающей сети влечет за собой увеличение токов статора и ротора асинхронных двигателей (при неизменной нагрузке на валу двигателя), что обуславливает дальнейшее снижение напряжения и возникновение резкого снижения напряжения в сети, т.е. “лавины напряжения”. При рассмотрении статической механической характеристики, у асинхронного двигателя имеется только одна область устойчивой работы - это область, расположенная на восходящей части характеристики $P=f(s)$. Область между критическим скольжением и скольжением, равным 1, является неустойчивой (рисунке 3.1).

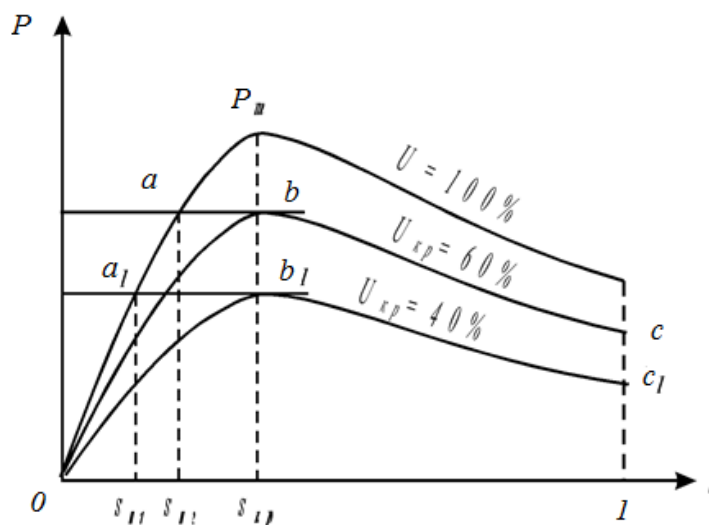


Рисунок 3.1 - Характеристика асинхронного двигателя при различных значениях питающего напряжения

В нормальных условиях двигатель работает на устойчивой части своей характеристики при скольжении меньше критического. Однако при снижении напряжения или увеличении механического вращающего момента двигатель может оказаться в критическом режиме (точки b, b_1 на рисунке 3.1). При дальнейшем снижении напряжения точка, характеризующая режим, перейдет на спадающую часть характеристики, двигатель будет тормозиться, ток и реактивная мощность будут резко расти, а затем двигатель остановится - “опрокинется” (точки c, c_1 на рисунке 3.1).

Аналитическое выражение активной мощности асинхронного двигателя может быть получено из упрощенной Г-образной схемы замещения, в которой не учитываются потери активной мощности (рисунок 3.2):

$$P_{\text{АД}} = I^2 \frac{R}{s} = \frac{U^2}{\left(\frac{R}{s}\right)^2 + x_{\text{Д}}^2} \cdot \frac{R}{s} = \frac{U^2 \cdot R \cdot s}{R^2 + (x_{\text{Д}} \cdot s)^2}, \quad (3.1)$$

где ток нагрузки I выражен через напряжение U и сопротивление двигателя

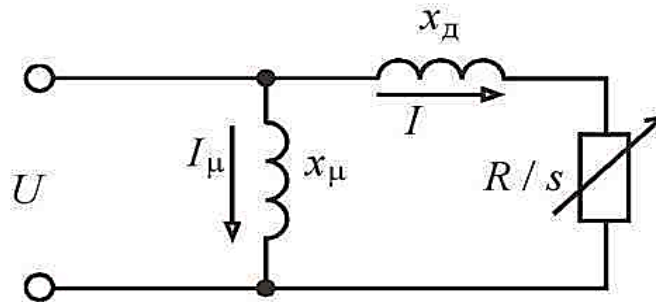


Рисунок 3.2 - Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

$$z = \sqrt{\left(\frac{R}{s}\right)^2 + x_{\text{Д}}^2}; s - \text{скольжение.}$$

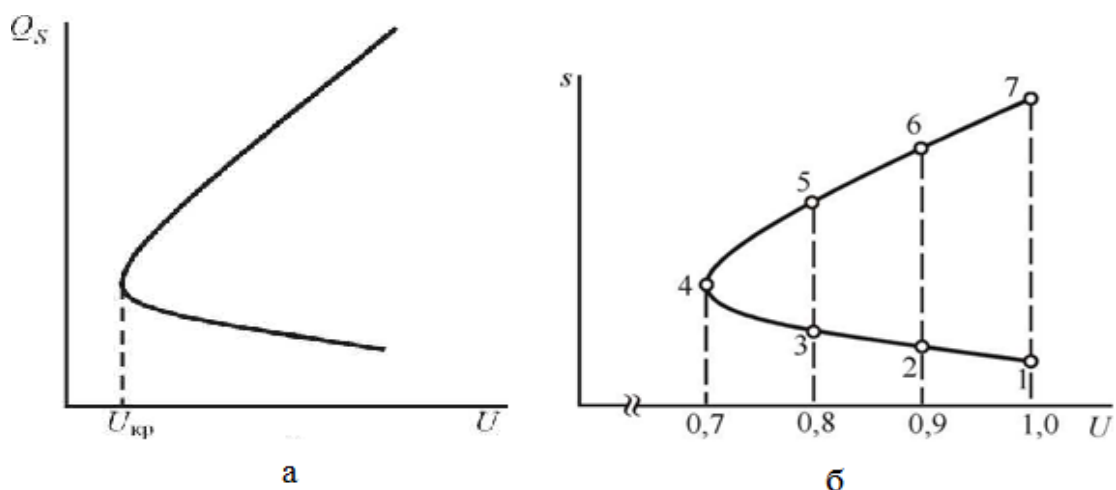


Рисунок 3.3 - зависимость всей потребляемой асинхронным двигателем реактивной мощности от напряжения (а) и зависимость скольжения от напряжения (б)

Реактивную мощность рассеяния можно представить

$$Q_s = I^2 \cdot x_D = \frac{U^2 \cdot x_D \cdot s^2}{R^2 + x_D^2 \cdot s^2} = \frac{P_{АД} \cdot x_D \cdot s}{R} \quad (3.2)$$

При постоянной нагрузке $P_{АД}$ мощность рассеяния пропорциональна скольжению: $Q_s \sim s$. Скольжение при изменении напряжения изменяется по кривой $s = f(U)$ (рисунок 3.3,б). Поэтому зависимость $Q_s = f(U)$ (рисунок 3.3,а) асинхронного двигателя изображается такой же кривой, как и пропорциональное ей скольжение.

На заводе, который мы рассматриваем, большое количество асинхронных двигателей, которые будут существенно влиять на устойчивость узла нагрузки. Поэтому для того что бы учесть влияние отдельных асинхронных двигателей, проведем расчет устойчивости асинхронного двигателя, марки А4-450У-4

Технические характеристики электродвигателей серии А4

Тип двигател я	Напряже- ние, В.	Мощ- ность, кВт	Частота враще- ния, об/мин	Ток стато- ра, А	КПД , %	cos φ	Крат- ность макс. Момент
А4-450У-4	6000	1000	1500	113,2	95,5	0,89	2,0
А4-450Х-6	6000	630	1000	74,4	94,7	0,86	1,9
А4-400Х-6	6000	400	1000	47,6	94	0,86	2,2
А4-400Х-8	6000	250	750	30,2	93,4	0,84	2,0
А4-400Х-10	6000	200	600	27,5	92	0,76	1,9

Сопротивление рассеяния двигателя, определяется из выражения:

$$x_D = \frac{U_{\text{ном}}^2}{2P_{\text{max}}} = \frac{1^2}{2 \cdot 2,0} = 0,25 \quad (3.3)$$

Значения R/s и R определяются из (3.4), если $P_{\text{АД}}$ и U заменить относительными (т.е. $P_{\text{АД}}=1$ и $U=1$), тогда

$$\left(\frac{R}{s}\right)^2 - \frac{R}{s} + x_D^2 = 0 \quad (3.4)$$

$$\frac{R}{s} = 0,5 \pm \sqrt{1 - 0,25} = 1,366$$

$$R=0,016$$

Значения напряжения на зажимах двигателей и независимой от режима работы двигателей э.д.с. источника питания называются критическими, если они соответствуют пределу статической устойчивости. ния $U_{\text{кр}}$ и $E_{\text{кр}}$ обычно определяются при номинальной частоте.

$$E_{\text{кр}} = \sqrt{2 \cos \varphi_H \cdot x_{\text{к0}}} = \sqrt{2 \cdot 0,89 \cdot 1(0,281)} = 0,707$$

где внешнее сопротивление двигателя, при нормальном скольжении

$$x_{\text{к0}} = \frac{1}{2b_H \cdot \cos \varphi_H} = \frac{1}{2 \cdot 2,0 \cdot 0,89} = 0,281 \quad (3.5)$$

$$b_H = \frac{M_m}{M_H} = 2,0 - \text{кратность максимального момента [27]}$$

Критическое напряжение на зажимах, при котором наступает опроки-

дывание

$$U_{кр} = \sqrt{2K_3 \cdot P_{ном} x_{к0}} = \sqrt{2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,281} = 0,75 \quad (3.6)$$

где $K_3 = 1$ – Коэффициент загрузки двигателя, принимаем единице, так как, необходимо рассчитать устойчивость двигателя при максимальной загрузке.

Реактивная мощность, определяемая потоком рассеяния при номинальном скольжении равна:

$$Q_s = \frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_d \cdot s_{ном}}{R} = \frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,25 \cdot 0,012}{0,016} = 0,161 \quad (3.7)$$

Коэффициент запаса устойчивости, определяется из выражения:

$$K_u = \frac{U_H - U_{кр}}{U_H} \cdot 100\% = \frac{1 - 0,75}{1} \cdot 100\% = 25,05 \quad (3.8)$$

Тем же методом рассчитаем двигателя других мощностей присутствующих на предприятии, результаты занесем в таблицу 3.2.1

Таблица 3.2.1 – Расчетные параметры двигателей

№	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	$E_{кр}$	$U_{кр}$	Q_s	K_u
1	A4-450Y-4	1000	0,707	0,75	0,161	25,05
2	A4-450X-6	630	0,725	0,782	0,167	21,77
3	A4-400X-6	400	0,674	0,727	0,142	27,29
4	A4-400X-8	250	0,707	0,772	0,154	22,85
5	A4-400X-10	200	0,725	0,832	0,147	16,78

Для большей наглядности представим значения, полученные в результате расчетов в виде графиков.

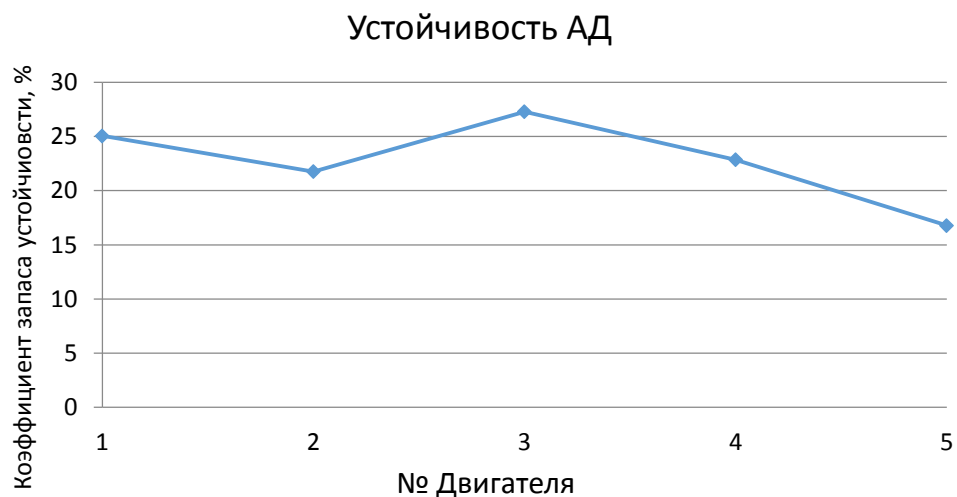


Рисунок 3.4 - Устойчивость асинхронных двигателей

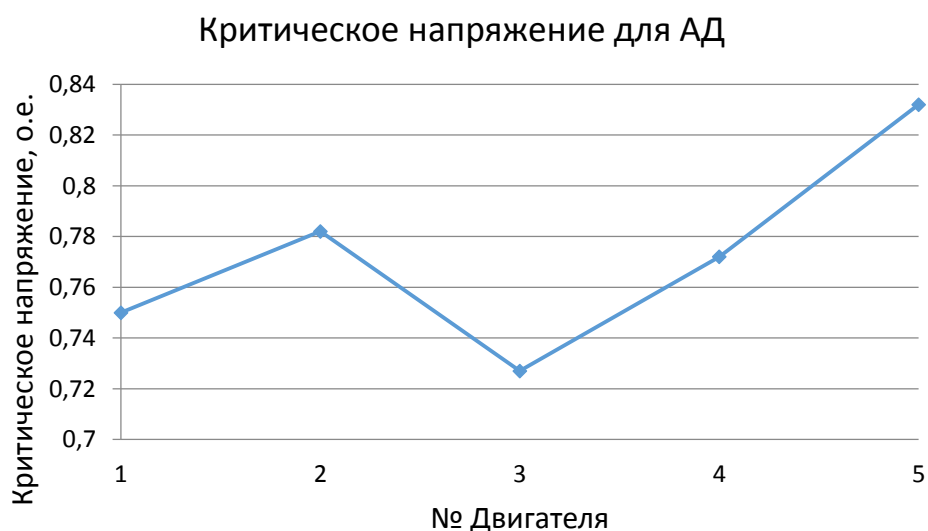


Рисунок 3.5 - Зависимость критического напряжения от мощности двигателей

Проанализировав полученные при расчетах графики, можно сделать выводы что, устойчивость асинхронных двигателей находится в среднем на уровне 22-23 %, хотя прослеживается зависимость уменьшения устойчивости с уменьшением мощности двигателей. Так же прослеживается зависимость критического напряжения асинхронных двигателей от мощности двигателя, чем меньше мощность рассматриваемого двигателя, тем уровень критического напряжения для АД выше.

3.2. Устойчивость узла нагрузки с асинхронными двигателями

3.2.1. Влияние способов компенсации реактивной мощности на статическую устойчивость нагрузки

Узел нагрузки системы электроснабжения можно считать полностью устойчивой только при достаточном запасе устойчивости основных узлов.

Мероприятия по повышению устойчивости и надежности будут считаться эффективными, если устойчивость нагрузки не будет нарушаться при кратковременных понижениях напряжения сети, т. е. будет обеспечиваться достаточно высокий запас статической устойчивости нагрузки.

Считается, что асинхронные двигатели работают с большими запасами устойчивости, так как их рабочее скольжение обычно значительно меньше критического, а максимальный вращающий момент составляет (1,7—2,5) $M_{раб}$. Поэтому считалось, что опрокидывание или нарушение устойчивости асинхронных двигателей возможно только при очень глубоких и длительных снижениях напряжения в сети, которые могут иметь место только при крупных авариях [22].

Значение устойчивости нагрузки в общей проблеме устойчивости недооценивалось, результатом чего стали аварии, связанные с нарушениями статической устойчивости удаленных нагрузок [22].

Авариям предшествовало небольшое снижение напряжения в сети, вызванное или перераспределением потоков реактивной мощности вследствие отключения какого-либо ее источника, или включением в сеть генератора способом самосинхронизации, или какими-либо другими причинами. Затем в узлах нагрузки возникала «лавина» напряжения, приводящая к прогрессирующему увеличению потребления реактивной мощности и аварийному отключению потребителей.

Нарушалась устойчивость тех узлов нагрузки, в которых преобладали асинхронные двигатели с компенсацией реактивной мощности при помощи

статических конденсаторов. Таким образом, было установлено существенное влияние способов компенсации на статическую устойчивость нагрузки.

Влияние способов компенсации реактивной мощности на статическую устойчивость нагрузки с преобладанием асинхронных двигателей можно проанализировать при помощи статических характеристик эквивалентного двигателя [23]:

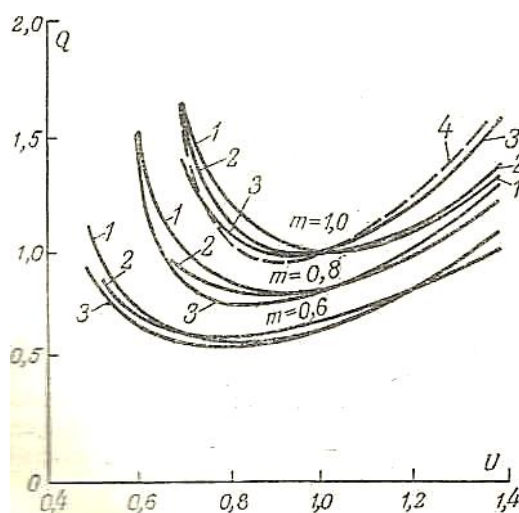


Рисунок 3.6- Статические характеристики асинхронных двигателей

1 — двигатель типа А-102-4; 2 — двигатель типа АС-92-4;

3 — двигатель типа А-104-8; 4 — двигатель типа ВДД-170/34-12.

$$P_s = f(s) \text{ и } Q = f(U),$$

где P_s — избыток электромагнитного вращающего момента двигателя (P_s) над моментом сопротивления приводимого механизма (P_m)

Q — небаланс реактивной мощности в -точке подключения нагрузки;

s — скольжение асинхронного двигателя

U — напряжение на зажимах двигателя

Поскольку процесс нарушения статической устойчивости является длительным, использование статических характеристик не внесет большой погрешности.

Влияние способов компенсации реактивной мощности на статическую устойчивость нагрузки может заметно проявиться только при значительном сопротивлении линий, связывающим шины питающей системы с шиной

нагрузки (внешней сети), поэтому в схеме замещения эквивалентного двигателя должно быть учтено это сопротивление. Должны быть учтены также и средства искусственной компенсации реактивной мощности (статические конденсаторы) [22].

По построенным статическим характеристикам эквивалентного двигателя могут быть определены параметры, характеризующие нарушения устойчивости нагрузки. Для этого можно воспользоваться практическими критериями устойчивости

$$\frac{dP_s}{ds} > 0 \text{ или } \frac{dQ}{dU} < 0.$$

Рассмотрим критерий устойчивости $\frac{dP_s}{ds} > 0$ на простом примере применительно к удаленному от шин бесконечной мощности узлу нагрузки с асинхронным двигателем типа ВДД-170/34-12, 820 кВт, 6 кв, когда средствами компенсации реактивной мощности (до $\cos\varphi = 1$) служат либо статические конденсаторы, либо синхронный двигатель типа ВДС-213/34-1700 кВт, 6,3 кв. Асинхронный двигатель типа ВДД-170/34-12 может рассматриваться в качестве характерного двигателя, поскольку статические характеристики этого двигателя и двигателей других типов имеют несущественные различия (рис. 3.6).

Примем следующие допущения: активные сопротивления внешней сети и обмотки статора двигателя не учитываются, напряжение на зажимах двигателя в исходном режиме принимается равным номинальному, эквивалентное напряжение сети вычисляется с учетом падения напряжения в сопротивлении внешней сети только от реактивной составляющей тока нагрузки, не учитывается форсирование возбуждения синхронного двигателя, принимается постоянным момент сопротивления P_m механизма, приводимого во вращение асинхронным двигателем.

При последнем допущении ($dP_m/ds=0$) изменение знака производной dP_s/ds будет происходить при снижении максимального вращающего момента M_n до величины момента сопротивления, приложенного к валу двигателя.

Сравнивая значения M_n с моментами на валу двигателя, можно оценить запас устойчивости.

Сопротивление эквивалентного двигателя x_Σ и эквивалентное напряжение U_Σ на его зажимах можно определить по следующим формулам:

при подключении в узле нагрузки статических конденсаторов (рисунок 3.5 схема 2)

$$x_\Sigma = x_K - \frac{x_B x_C}{x_B - x_C}; \quad (3.9)$$

$$U_\Sigma = -U_C \frac{x_C}{x_B - x_C}; \quad (3.10)$$

при подключении в узле нагрузки синхронного двигателя (рисунок 3.5, схема 3)

$$x_\Sigma = x_K + \frac{x_B x_d}{x_B + x_d}; \quad (3.11)$$

$$x_\Sigma = U_C + \frac{x_d}{x_B + x_d} + E_d \frac{x_B}{x_B + x_d}; \quad (3.12)$$

где x_B — реактивное сопротивление внешней сети;

x_K, x_C, x_d — реактивные сопротивления асинхронного двигателя, статических конденсаторов и синхронного двигателя

Для эквивалентного двигателя на рисунке 3.7 приведены результаты расчета кратности максимального момента b_n и критического скольжения $S_{кз}$

При снижении напряжения источника питания величина b изменяется пропорционально квадрату эквивалентного напряжения, а для схем 1 и 2 (рисунок 3.7) пропорционально и квадрату напряжения источника питания. Для схемы 3 зависимость b_n от напряжения сети будет меньшей.

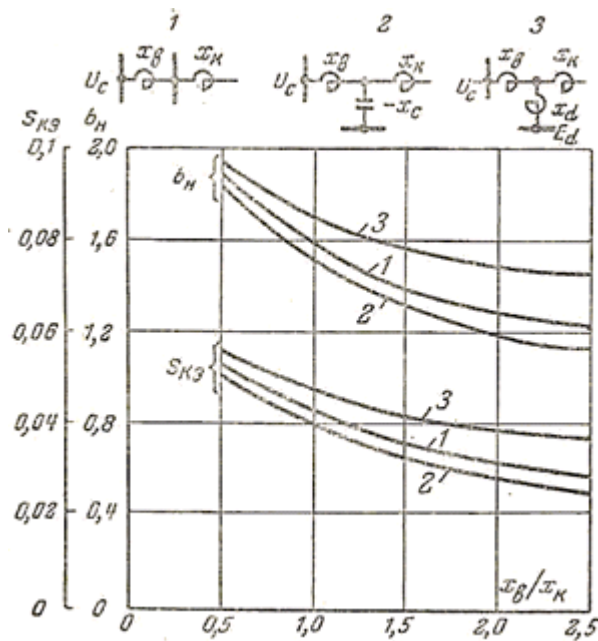


Рисунок 3.7 - Кратности максимального момента (b_H) и критического скольжения ($Skз$) эквивалентного двигателя

Из приведенных кривых видно, что если отсутствуют средства компенсации реактивной мощности, то при значительной удаленности синхронного двигателя от шин системы условия его устойчивости оказываются неудовлетворительными. Нарушение устойчивости может происходить при понижении напряжения до $0,9U_n$ (при $X_v=2,5X_K$) [22].

Кратность максимального момента эквивалентного двигателя понижается при этом на 34%, а критическое скольжение на 24%.

Подключение конденсаторов ухудшает устойчивость асинхронного двигателя. При этом критическое напряжение возрастает до $0,95 U$. Дополнительное присоединение синхронного двигателя, даже без форсирования возбуждения, оказывает благоприятное влияние на изменение всех параметров эквивалентного двигателя. Критическое напряжение в этом случае понижается на 30% и практически остается неизменным для любой удаленности асинхронного двигателя от системы.

Применим второй критерий устойчивости $dQ/dU < 0$ при тех же вариантах способов компенсации реактивной мощности.

На рисунке 3.8 применительно к тем же двигателям построены зависимости от напряжения реактивной мощности Q_H , потребляемой асинхронным двигателем при его полной нагрузке и реактивной мощности Q_{CD} , вырабатываемой синхронным двигателем. Там же построены соответствующие кривые реактивной мощности Q_K статических конденсаторов и реактивных мощностей Q_G и Q'_G , поступающих из системы при $\cos \phi = 0,8$ и $\cos \phi = 1,0$ (без учета сдвига по фазе между э. д. с. системы и напряжением в узле нагрузки) [24].

По указанным кривым на рисунке 3.8 построены зависимости небаланса реактивной мощности в точке подключения нагрузки при включении статических конденсаторов ($Q'_G - Q_H + Q_K$) синхронного двигателя ($Q'_G - Q_H + Q_{CD}$), а также при отсутствии дополнительного источника реактивной мощности ($Q_G - Q_H$).

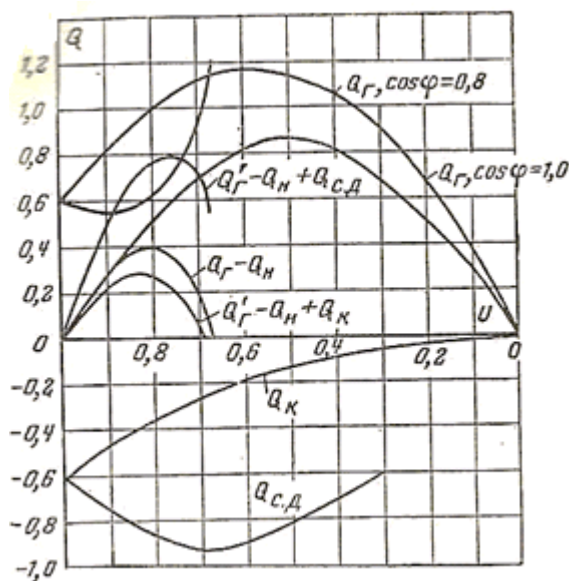


Рисунок 3.8 - Зависимости реактивных мощностей в узле нагрузки от напряжения при различных способах компенсации

Из сравнения этих зависимостей видно, что с точки зрения улучшения устойчивости присоединение синхронного двигателя дает более благоприятный эффект по сравнению с включением статических конденсаторов.

Отметим, что критические напряжения, определенные по критерию $dQ/dU < 0$, близки к критическим напряжениям, найденным по критерию $dP_s/ds > 0$

Дальнейшее улучшение устойчивости асинхронного двигателя может быть достигнуто при форсировании возбуждения синхронного двигателя. Так, например, при снижении напряжения ниже $0,85U_n$ благодаря форсированию возбуждения выдача реактивной мощности синхронным двигателем повышается в 2—3 раза.

Сочетание в узле нагрузки синхронных и асинхронных двигателей является наилучшим средством достижения устойчивости нагрузки при одновременном повышении коэффициента мощности и любых возможных в эксплуатации нагрузках всего парка двигателей [24].

В статье [25] было проведено исследование устойчивости нагрузки в промышленных условиях проводились на трех различных промышленных предприятиях, имевших концентрированную асинхронную нагрузку и различные средства компенсации реактивной мощности, потребляемой двигателями. На двух из этих предприятия были установлены статические конденсаторы, а на третьем повышение коэффициента мощности достигалось благодаря большому количеству синхронных двигателей. Испытания статической устойчивости нагрузки проводились от специально выделенного генератора, питавшего часть нагрузки каждого предприятия. В процессе испытаний технологические режимы работы оборудования были такие же, как и в условиях нормальной эксплуатации.

Из приведенных результатов испытаний [25] становится ясно, что концентрация в узле нагрузки только асинхронных двигателей и компенсация их реактивной нагрузки статическими конденсаторами при достаточной удаленности узла нагрузки от питающей системы и полной загрузке всего парка двигателей создают возможность возникновения «лавины» напряжения в узле нагрузки, даже при небольших отклонениях напряжения, которые могут иметь место в эксплуатации (3—10% номинального).

При отсутствии средств компенсации реактивной мощности устойчивость нагрузки также неудовлетворительна: нарушение статической устойчивости происходит при понижении напряжения на шинах источника питания на 12—21 % номинального. Только при сочетании в узле нагрузки асинхронных и синхронных двигателей статическая устойчивость может быть обеспечена при весьма значительных снижениях напряжения.

Так же большую роль в повышении устойчивости нагрузки играет величина тока возбуждения синхронных двигателей. Так, например, в работе [25] испытания показали, что при коэффициентах загрузки асинхронных и синхронных двигателей, равных соответственно 0,83 и 0,52, увеличение токов возбуждения синхронных двигателей с 0,37 до 0,75 от номинального приводит к снижению напряжения, при котором возникает неустойчивость нагрузки, приблизительно на 10%.

При форсировании возбуждения синхронных двигателей статическая устойчивость нагрузки еще более увеличивается и обеспечивается практически при любых кратковременных понижениях напряжения.

При отсутствии конденсаторов узел нагрузки может устойчиво работать в некоторой области, где происходит рост потребления реактивной мощности при уменьшении напряжения [25]. При наличии же конденсаторов переход в эту область вызывает немедленное нарушение устойчивости нагрузки.

Синхронные двигатели с форсированием возбуждения оказывают обратное действие на устойчивость нагрузки: при их установке узел нагрузки устойчиво работает в области роста потребления реактивной мощности, а при восстановлении напряжения восстанавливается в нормальный режим работы двигателей.

В результате можно сделать выводы, что способы компенсации реактивной мощности оказывают существенное влияние на статическую устойчивость нагрузки при значительной ее удаленности от питающей энергосистемы. В конкретных условиях выбор способа компенсации реактивной

мощности должен производиться на основании расчета статической устойчивости нагрузки.

В тех случаях, когда в удаленном узле нагрузки асинхронные двигатели имеют нагрузку в пределах 90—100% от номинальной, для компенсации реактивной мощности, потребляемой двигателями, недопустимо применять только статические конденсаторы.

Высокий коэффициент мощности нагрузки и высокий уровень ее статической устойчивости могут быть достигнуты при установке на промышленных предприятиях, кроме асинхронных двигателей, также синхронных двигателей, имеющих форсирование возбуждения.

Еще одним из поводов замены АД на СД является то, что они обладают большей перегрузочной способностью. Весьма важно, что перегрузочная способность синхронных двигателей может быть увеличена за счет автоматического регулирования тока возбуждения, в то время как у асинхронных двигателей такой возможности нет [26].

Частота вращения синхронных двигателей при ударной нагрузке остается практически неизменной. Синхронные двигатели успешно применяются в механизмах с ударной нагрузкой на некоторых металлургических заводах. Мощность синхронных электродвигателей превышает 20000 кВт. Важным преимуществом синхронных двигателей перед асинхронными является возможность использования их как источника реактивной мощности для поддержания необходимого уровня напряжения в узле нагрузки. Если нагрузка резкопеременная, то синхронный двигатель должен быть снабжен автоматическим регулятором возбуждения для обеспечения заданного режима напряжения узла нагрузки и для форсировки возбуждения с целью поддержания устойчивости работы двигателя.

3.2.2. Расчет устойчивости узла нагрузки

Во время расчета узла нагрузки к сопротивлению двигателя добавляется внешнее сопротивление, которое состоит из сопротивления трансформатора на ГПП, сопротивление кабельной линии и воздушной линии. Так же учитывается реактивная мощность вырабатываемая ЛЭП 110 кВ.

Параметры сети и нагрузки через базисные величины составят

Емкостное сопротивление, определяется из выражения:

$$Y_c = b_0 \cdot l = 2.547 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 38.2 \cdot 10^{-6} (\text{См}) \quad (3.13)$$

где b_0 - удельное емкостное сопротивление, для провода АС-70=2.547 · 10⁻⁶См/км [17]

Реактивная мощность, генерируемая линией 110 кВ

$$Q_L = Y_c \cdot U^2 = 38,2 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,462 \text{ (Мвар)} \quad (3.14)$$

Переведем в относительные единицы, для удобства расчета

$$Q_{L1} = Q_c \cdot \left(\frac{S_6}{U_6^2} \right) = 0,462 \cdot \left(\frac{10}{110^2} \right) = 0,00038 \text{ (о. е.)} \quad (3.15)$$

$$x_L = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,444 \cdot 15 \frac{10}{110^2} = 0,0055 \quad (3.16)$$

$$x_{KL} = x_0 \cdot l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,083 \cdot 0,205 \frac{10}{6^2} = 0,0047 \quad (3.17)$$

$$x_{тр} = \frac{u_{кз\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{тр.ном}} = \frac{10,5 \cdot 10}{100 \cdot 16} = 0,066 \quad (3.18)$$

$$x_{вн} = x_L + x_{тр} + x_{KL} = 0,0055 + 0,066 + 0,0047 = 0,076 \quad (3.19)$$

Сопротивление рассеяния двигателя, определяется из выражения

$$x_D = \frac{U_{ном}^2}{2P_{max}} = \frac{1^2}{2 \cdot 2,0} = 0,25 \quad (3.20)$$

Значения R/s и R определяются из (3.4), если P_{AD} и U заменить относительными (т.е. $P_{AD}=1$ и $U=1$), тогда

$$\left(\frac{R}{S}\right)^2 - \frac{R}{S} + x_D^2 = 0$$

$$\frac{R}{S} = 0,5 \pm \sqrt{1 - 0,25} = 1,366$$

$$R = 0,016$$

Определим при отсутствующей компенсации критическое напряжение на шинах подстанции, при котором происходит опрокидывание двигателей:

$$U_{KP} = \sqrt{2\beta \cdot P_{ном}(x_{BH} + x_D)} = \sqrt{2 \cdot 0,89 \cdot 1(0,076 + 0,25)} = 0,762 \quad (3.21)$$

Реактивная мощность, определяемая потоком рассеяния при номинальном скольжении определяется по формуле (3.9):

$$Q_S = \frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_D \cdot S_{ном}}{R} = \frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,25 \cdot 0,012}{0,016} = 0,167$$

Добавив мощность, генерируемую линией получим

$$Q_{Srez} = Q_S - Q_C = 0,167 - 0,00038 = 0,166 \quad (3.22)$$

Напряжение на шинах подстанции системы в нормальном режиме составит:

$$U_C = \sqrt{\left(U_{ДВ} + \frac{Q_S \cdot x_{BH}}{U_{ДВ}}\right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{BH}}{U_{ДВ}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(1 + \frac{0,167 \cdot 0,076}{1}\right)^2 + \left(\frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,076}{1}\right)^2}$$

$$= 1,015 \quad (3.23)$$

Нарушение устойчивости произойдет при снижении напряжения на шинах подстанции на

$$K_u = \frac{U_C - U_{KP}}{U_C} \cdot 100\% = \frac{1,015 - 0,762}{1,015} = 24,96 \quad (3.24)$$

Напряжение на зажимах двигателя, при котором наступает опрокидывание, составит:

$$\begin{aligned}
U_{\text{Ад кр}} &= \sqrt{\left(U_{\text{кр}} - \frac{\beta \cdot P_{\text{ном}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{кр}}}\right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{\text{ном}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{кр}}}\right)^2} \\
&= \sqrt{\left(0,762 - \frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,076}{0,762}\right)^2 + \left(\frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,076}{0,762}\right)^2} \\
&= 0,679
\end{aligned} \tag{3.25}$$

Опрокидывание наступает при снижении напряжения на 32,1%.

Рассчитаем, что произойдет с узлом нагрузки при компенсации реактивной мощности. Мощность конденсаторов составит $Q_{\text{БК}} \approx Q_{\text{Srez}}$, т.е. реактивная мощность полностью скомпенсирована

Сопротивление цепи конденсаторов определяется из выражения:

$$x_{\text{БК}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\text{БК}}} = \frac{1^2}{0,153} = 6,54 \tag{3.26}$$

Эквивалентное сопротивление ветви питания:

$$x_{\text{ЭК}} = \frac{x_{\text{БК}} \cdot x_{\text{вн}}}{x_{\text{БК}} - x_{\text{вн}}} = \frac{6,54 \cdot 0,076}{6,54 - 0,076} = 0,077 \tag{3.27}$$

Критическое напряжение на шинах подстанции системы:

$$U_{\text{ЭК кр}} = \sqrt{2\beta \cdot P_{\text{ном}}(x_{\text{ЭК}} + x_{\text{д}})} = \sqrt{2 \cdot 0,89 \cdot 1(0,077 + 0,25)} = 0,763 \tag{3.28}$$

Критическое напряжение на шинах подстанции системы:

$$U_{\text{кр}} = U_{\text{ЭК кр}} \cdot \frac{x_{\text{БК}} - x_{\text{вн}}}{x_{\text{БК}}} = 0,763 \cdot \frac{6,51 - 0,076}{6,51} = 0,754 \tag{3.29}$$

Напряжение системы в нормальном режиме, определяется по формуле (3.21):

$$\begin{aligned}
U_{\text{с}} &= \sqrt{\left(U_{\text{дв}} + \frac{Q_{\text{Srez}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{дв}}}\right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{\text{ном}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{дв}}}\right)^2} = \\
&= \sqrt{\left(1 + \frac{0 \cdot 0,076}{1}\right)^2 + \left(\frac{0,89 \cdot 1 \cdot 0,076}{1}\right)^2} = 1,002
\end{aligned} \tag{3.30}$$

Подключение конденсаторов улучшило режим работы напряжения при нормальной работе и несущественно отразилось на устойчивости двига-

телей.

Тем же методом рассмотрим влияние компенсации на устойчивость двигателей и напряжение на шинах подстанции, результаты занесем в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Влияние компенсации на устойчивость

Скомпенсировано от Qs							
	100%	75%	66%	50%	33%	25%	0%
Qb	0,153	0,115	0,101	0,076	0,051	0,038	
Xбк	6,54	8,69	9,901	13,158	19,608	26,316	
Xэк	0,077	0,077	0,076	0,076	0,076	0,076	
Uэк.кр	0,763	0,762	0,762	0,762	0,762	0,762	
Uкр	0,754	0,756	0,756	0,758	0,759	0,76	0,762
Uс	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002
Ku	25,73	25,54	25,47	25,34	25,22	25,15	24,959
Uад.кр	0,67	0,672	0,673	0,675	0,676	0,677	0,679

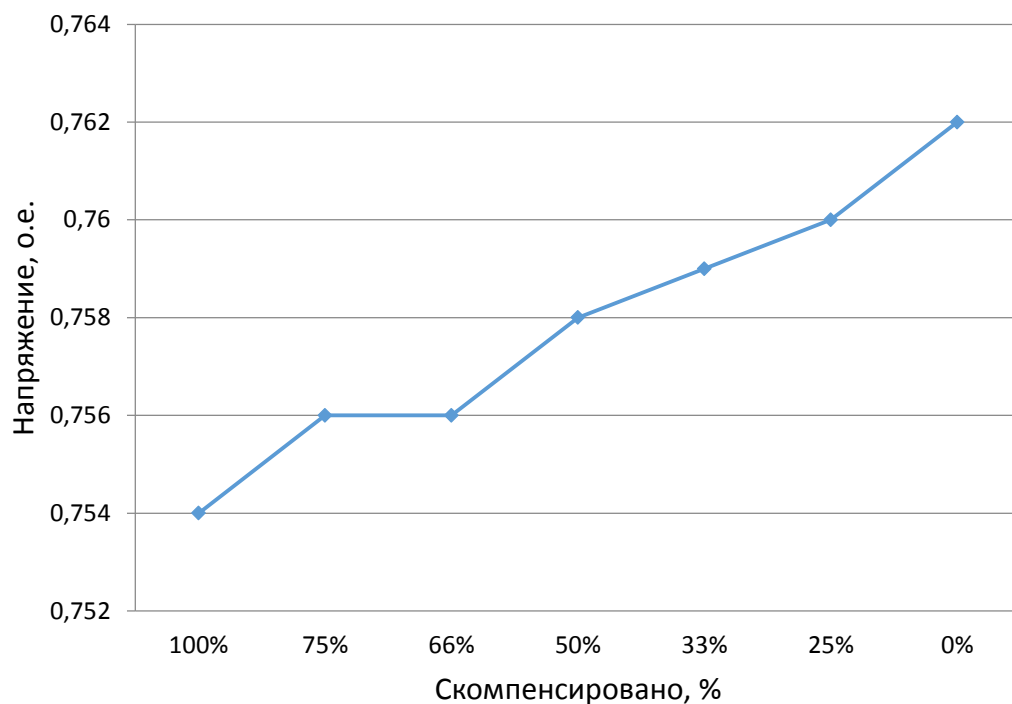


Рисунок 3.9 – Напряжение на шинах подстанции при котором опрокидываются двигатели

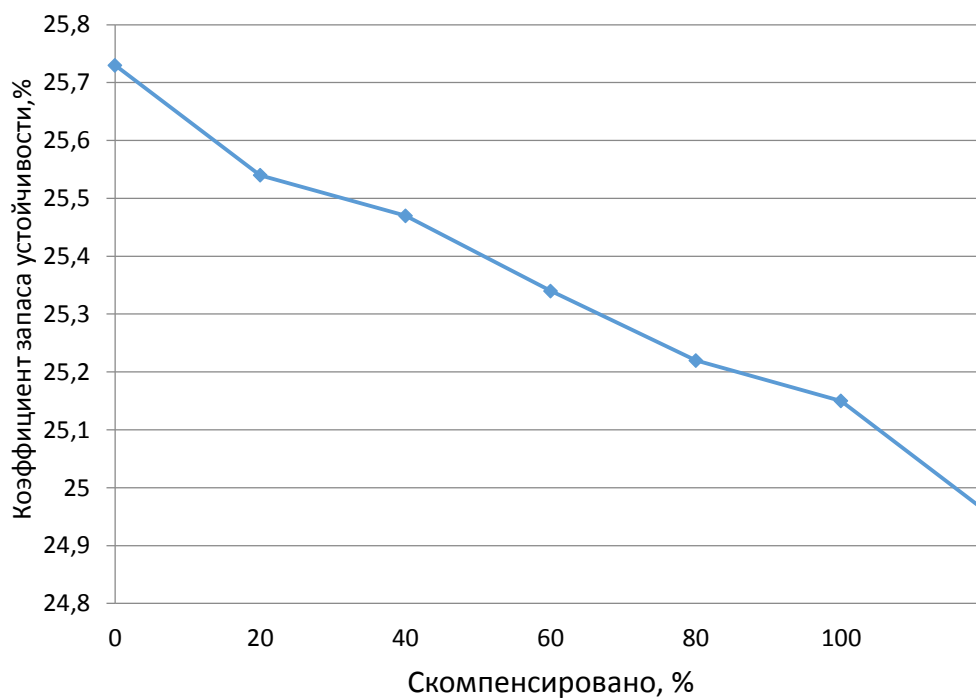


Рисунок 3.10 - Устойчивость узла

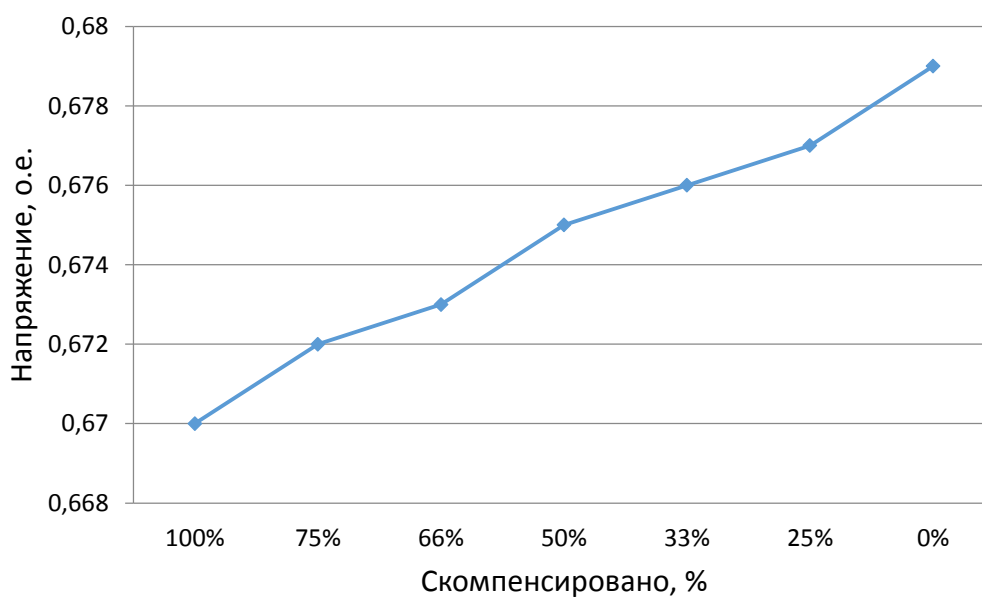


Рисунок 3.11 - Напряжение на зажимах двигателей при котором наступает опрокидывание

Проанализировав графики, делаем выводы, что при компенсации устойчивость находится примерно на одном уровне, такое возможно, потому что внешнее сопротивление мало. Устойчивость нагрузки в основном зави-

сит от величины внешнего сопротивления до ШИН неизменного напряжения. При значительных сопротивлениях (0,9—1,2 относительной единицы мощности двигателя) наступает опрокидывание асинхронных двигателей, даже если до напряжение на зажимах было равно номинальному.

Косинусные конденсаторы, устанавливаемые у потребителей, при малых удалениях от шин неизменного напряжения ($X_{ВН} = 0,15-25$ практически не влияют на устойчивость).

При больших внешних сопротивлениях ($X_{ВН} = 0,5-0,7$ отн.ед) опрокидывающий момент двигателей из-за применения конденсаторов снижается относительно немного (на 10-12%), так как при этих условиях момент и так очень мал, то это снижение может оказаться решающим.

Так же проверим влияние перегрузки на устойчивость, при 100% компенсации, результат представлен в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Влияния нагрузки на устойчивость узла нагрузки с АД

Параметры	Нагрузка, МВА					
	10	15	20	25	30	35
Укр	0,754	0,793	0,83	0,864	0,898	0,929
Uс	1,002	1,005	1,009	1,014	1,02	1,028
Ku	25,73	22,57	19,77	17,31	15,13	13,24
Uад.кр	0,67	0,677	0,687	0,697	0,709	0,721

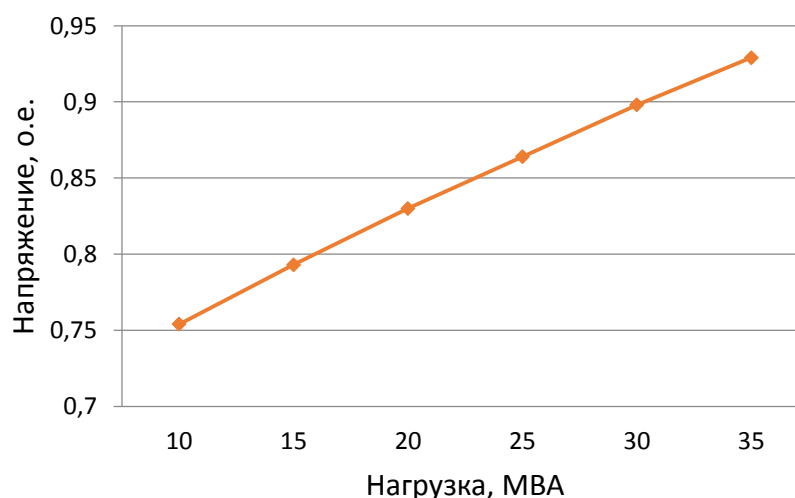


Рисунок 3.12 - Напряжение на шинах подстанции при котором опрокидываются двигатели

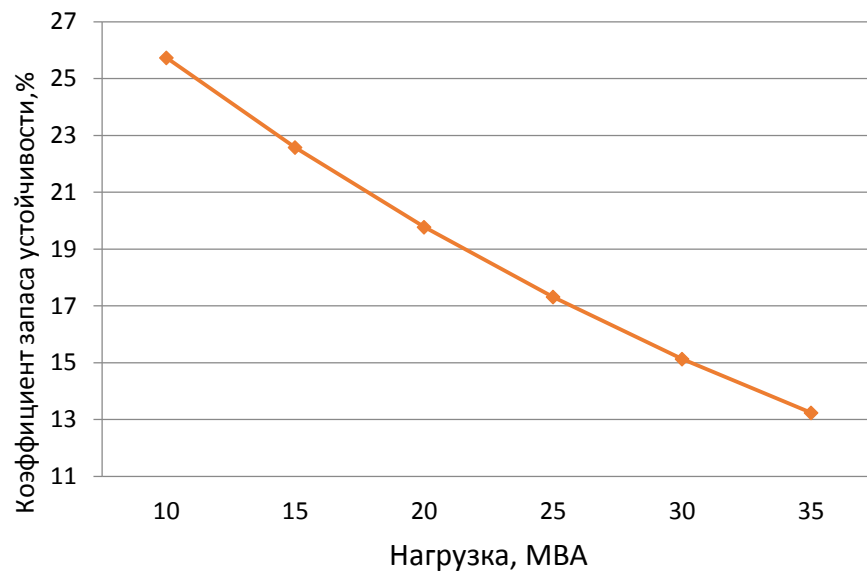


Рисунок 3.13 – Устойчивость узла

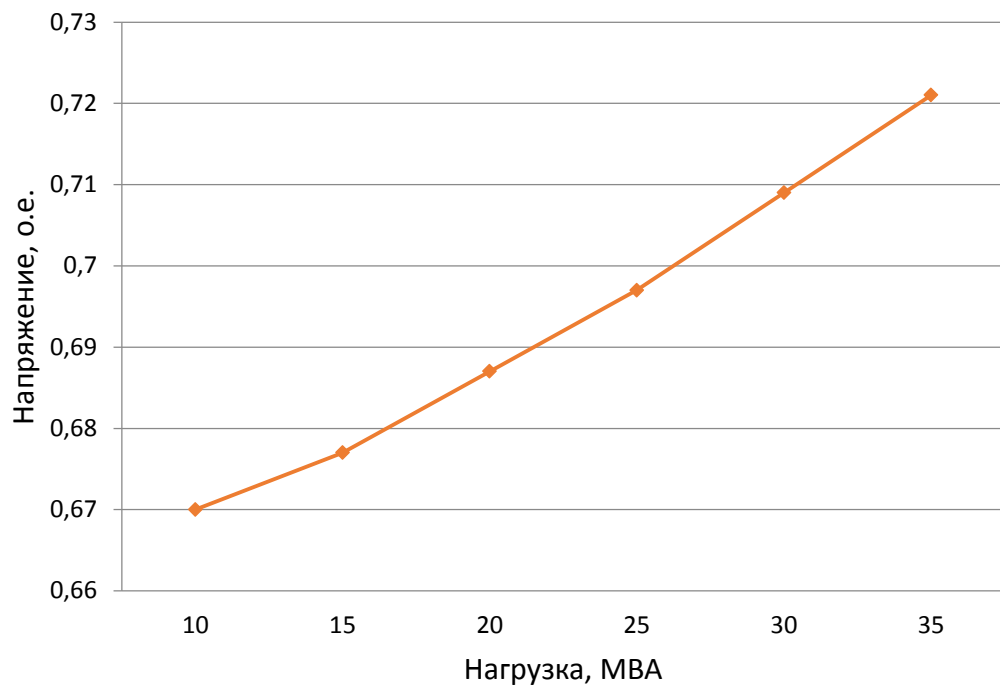


Рисунок 3.14 - Напряжение на зажимах двигателей при котором наступает опрокидывание

Из результатов расчета видно, что с повышением нагрузки устойчивость уменьшается. При недогрузке двигателей запас устойчивости повышается, но в меньшей мере, чем снижается нагрузка.

Таким образом, проанализировав все имеющуюся литературу, принимается решение о замене АД на СД чуть большей мощности, для оптимальной загрузки (0,53Р), при которой выдача реактивной мощности в сеть будет максимальной.

3.2.3. Технико-экономическое обоснование замены АД на СД

Синхронные двигатели имеют по сравнению с асинхронными короткозамкнутыми двигателями ряд технико-экономических преимуществ, к которым можно отнести следующие: [4, стр.128]

1. Возможность работы с $\cos\varphi=1$ без потребления реактивной мощности и в режиме с опережающим $\cos\varphi$, при котором происходит генерация реактивной мощности.

2. Более высокий к.п.д. (на 1—3%), чем у АД, что дает экономию электрической энергии.

3. Возможность изготовления экономичного двигателя на низкие числа оборотов, благодаря чему отпадает необходимость в передачах, экономится площадь для установки привода. У АД при низкой скорости вращения значительно возрастают реактивная мощность и вес, что делает нерациональным их изготовление.

4. Наличие относительно большого воздушного зазора (в 2—4 раза больше, чем у АД), что значительно повышает надежность в эксплуатации.

5. Строго синхронное число оборотов: на 2—5% выше, чем у АД, что для ряда приводов дает несколько более высокую производительность рабочей машины.

6. Возможность автоматического плавного регулирования возбуждения или форсировки возбуждения.

7. Меньшее влияние падения напряжения в сети на вращающий момент $M_{АД} \sim U^2$; $M_{СД} \sim U$.

К недостаткам СД можно отнести следующие: более высокую стои-

мость, чем АД, для относительно малых габаритов и высоких оборотов в минуту; несколько более сложную конструкцию (наличие возбудителя и пускового устройства).

Окончательный выбор между АД и СД производится на основании ТЭР с сопоставлением годовых затрат по формулам:

$$\begin{aligned} Z_a &= pK_a + (\Delta P_a + K_{ЭК}Q_a)\gamma; \\ Z_c &= pK_c + (\Delta P_c + K_{ЭК}Q_{с.н.})\gamma. \end{aligned}$$

Сравним по технико-экономическим показателям асинхронный и синхронный двигатели для применения их в приводе насоса.

Асинхронный двигатель – тип А4 мощностью $P_{ном} = 630 \text{ кВт}$, $\eta = 0,947$, $\cos \varphi = 0,86$.

Синхронный двигатель – тип СТД мощностью $P_{ном} = 1000 \text{ кВт}$, $\eta = 0,963$, $\cos \varphi = -0,9$. Средние удельные потери на 1 кВАр выдаваемой реактивной мощности $\Delta P_{у.с.} = 0,012 \text{ кВт/кВАр}$.

Среднегодовая нагрузка на валу двигателя $P = 500 \text{ кВт}$. Число часов работы установки в году составляет $T_c = 8000 \text{ ч}$. Требуется компенсация реактивной мощности. Необходимые исходные данные приведены в таблице 3.5.

1. Приведенные потери активной мощности АД:

$$\Delta P_{АД} = P \cdot \frac{1-\eta}{\eta} = 630 \cdot \frac{1-0,947}{0,947} = 35,3 \text{ кВт}; \quad (3.31)$$

Реактивная нагрузка АД:

$$\Delta Q_{АД} = \frac{P}{\eta} \cdot \tan \varphi = \frac{630}{0,947} \cdot 0,58 = 385,8 \text{ кВт}; \quad (3.32)$$

Так как требуется компенсация реактивной мощности, то экономический эквивалент реактивной мощности.

$$\begin{aligned}
k_{\text{эк}} &= \Delta P_{\text{у.л.}} = p \cdot \frac{K_{\text{у.бк}}}{\gamma} + \Delta P_{\text{у.бк.}} = \\
&= 0,225 \cdot \frac{4,9}{104} + 0,003 = 0,014 \text{ кВт / кВАр};
\end{aligned}
\quad (3.33)$$

Где,

$\Delta P_{\text{у.л.}}$ - удельные приведенные потери;

p - значение коэффициента отчислений для статических конденсаторов; [45 табл. П-3]

$K_{\text{у.бк}} = 4,9 \text{ у.е. / кВАр}$ - капитальные вложения на установку конденсаторов; [45 табл. П-3]

$\gamma = C_0 \cdot T_z = 0,013 \cdot 8000 = 104 \text{ у.е.}$ - стоимость 1 кВт в год;

$\Delta P_{\text{у.бк.}} = 0,003 \text{ кВт / кВАр}$ - удельные потери; [45 табл. П-3]

Приведенные потери активной мощности:

$$\Delta P'_{\text{АД}} = \Delta P_{\text{АД}} + k_{\text{эк}} \cdot Q_{\text{АД}} = 35,3 + 0,014 \cdot 385,8 = 40,51 \text{ кВт}; \quad (3.34)$$

2. Определяем потери активной мощности СД:

$$\Delta P_{\text{СД}} = P \cdot \frac{1-\eta}{\eta} = 1000 \cdot \frac{1-0,963}{0,963} = 38 \text{ кВт}; \quad (3.35)$$

Реактивная нагрузка синхронного двигателя:

$$\Delta Q_{\text{СД}} = -\frac{P}{\eta} \cdot \operatorname{tg} \varphi = \frac{1000}{0,963} \cdot 0,484 = 503 \text{ кВт}; \quad (3.36)$$

Так как $\Delta P_{\text{у.л}} > \Delta P_{\text{у.с}}$, то для СД также $K_{\text{ЭК}} = \Delta P_{\text{у.л}}$, и приведенные потери составят:

$$\Delta P'_{\text{СД}} = \Delta P_{\text{СД}} - k_{\text{эк}} \cdot Q_{\text{СД}} = 38 + 0,014 \cdot 503 = 45,26 \text{ кВт}; \quad (3.37)$$

Остальные расчеты дополнительных объяснений не требуют. Исходные данные и результаты сведены в таблицу 3.5

Таблица 3.5 – Результаты технико-экономического сравнения

Показатели	Единица измерения	Обозначение	Источник / формула	Вариант с АД	Вариант с СД
Номинальная мощность	кВт	$P_{ном}$	Исходные данные	630	1000
Нагрузка на валу	кВт	P		500	500
Коэффициент загрузки	руб.	$K_{загр}$	$P/P_{н}$	0,79	0,5
Капитальные вложения	у.е.	K	Прайс-лист	9810	14600
Суммарный коэффициент отчислений	—	p	[45,Табл. П-3]	0,225	0,210
К. п. д.	%	η_H	Каталог[32]	94,7	96,3
Коэффициент мощности	—	$\cos\varphi$	Каталог[32]	0,86	0,9
Потери активной мощности	кВт	$\Delta P_{ад}/\Delta P_{сд}$	$P \frac{1 - \eta_H}{\eta_H}$	35,3	38
Реактивная нагрузка	кВАр	$Q_{ад}, Q_{сд}$	Расчеты	385,3	503
Экономический эквивалент реактивной мощности	кВт\кВАр	$K_{эк}$	Расчеты	0,014	0,014
Приведенные потери активной мощности	кВт	$\Delta P'_{ад}$ $\Delta P'_{сд}$	$\Delta P_{ад} + K_{эк}Q_{ад}$ $\Delta P_{сд} - K_{эк}Q_{сд}$	40,51 -	- 45,26
Стоимость 1 кВт в года	у.е.	γ	Исходные данные	104	104
Стоимость годовых потерь электроэнергии	у.е./год	$C_{э}$	$\Delta P' \gamma$	4213	4707
Годовые затраты	у.е./год	Z	$pK + \Delta P' \gamma$	6419	7773
Разность годовых затрат	у.е./год	ΔZ	$Z_1 - Z_2$	-	1354

Расчеты и анализ показывают, что если требуется компенсация реактивной нагрузки рассматриваемой электроустановки, то экономичность, как правило, оказывается на стороне СД.

В тех случаях, когда компенсации реактивной нагрузки не требуется, экономически конкурентоспособными оказываются высокоскоростные АД. Экономичность остальных АД ограничивается малыми значениями: продолжительности работы в течение года, стоимости электроэнергии и коэффициента загрузки.

Концентрация в узле нагрузки только асинхронных двигателей и компенсация их реактивной нагрузки статическими конденсаторами создают возможность возникновения «лавины» напряжения в узле нагрузки, даже при небольших отклонениях напряжения (3—10% номинального).

- Сочетание в узле нагрузки синхронных и асинхронных двигателей является наилучшим средством достижения устойчивости нагрузки при одновременном повышении коэффициента мощности.

Таким образом, основываясь на расчетах, заменяем асинхронные двигатели типа А4, мощностью 630 кВт на синхронные двигатели типа СТД мощностью 1000 кВт.

Заключение

Устойчивость узла системы электроснабжения можно считать полностью обеспеченной только при достаточном запасе устойчивости основных узлов.

Мероприятия по повышению устойчивости и надежности могут достичь поставленной цели лишь в том случае, если устойчивость нагрузки не будет нарушаться при кратковременных понижениях напряжения сети, т. е. будет обеспечиваться достаточно высокий запас статической устойчивости нагрузки.

Рассчитав устойчивость отдельных асинхронных двигателей, и их совместную устойчивость в узле нагрузки, пришли к мнению что:

- При отсутствии средств компенсации реактивной мощности устойчивость нагрузки неудовлетворительна. Нарушение статической устойчивости происходит при понижении напряжения на шинах источника питания на 12—21 % номинального.

- Концентрация в узле нагрузки только асинхронных двигателей и компенсация их реактивной нагрузки статическими конденсаторами создают

возможность возникновения «лавины» напряжения в узле нагрузки, даже при небольших отклонениях напряжения (3—10% номинального).

- Сочетание в узле нагрузки синхронных и асинхронных двигателей является наилучшим средством достижения устойчивости нагрузки при одновременном повышении коэффициента мощности и любых возможных в эксплуатации загрузках всего парка двигателей.

Технико-экономическое обоснование замены АД на СД показало, что если требуется компенсация реактивной нагрузки рассматриваемой электроустановки, а в нашем случае это и послужило причиной проверки СД в качестве ИРМ, то экономичность оказывается на стороне СД.

Таким образом, было принято решение о замене высоковольтных АД на СД. Потому как замена способствовала повышению устойчивости узла нагрузки, компенсации реактивной мощности. Еще одним из поводов замены АД на СД является то, что они обладают большей перегрузочной способностью. Весьма важно, что перегрузочная способность синхронных двигателей может быть увеличена за счет автоматического регулирования тока возбуждения, в то время как у асинхронных двигателей такой возможности нет.

Список использованной литературы

1. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев: Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. - 234 с.
2. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие / Л.П. Сумарокова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 288 с.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга П.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Томск: - изд. ТПУ 1998г.-101с.
4. Климова Г.Н. Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.-187 с.
5. Беляев, А.Н. Повышение динамической устойчивости автономных энергосистем нефтегазодобывающих комплексов на основе электрического торможения // Научно-технические ведомости СПбГПУ .– СПб., 2008 .– №4(63): Основной выпуск .– С. 163-169.
6. Организация, планирование и управление деятельностью промышленных предприятий, - Под ред. С.Е. Каменицера, Ф.Ф. Русинова, - Москва: «Высшая школа», - 1984.
7. Горелкин В.А. Планирование на предприятии. М.: Филин. 1999 г.
8. Экономика, организация и планирование промышленного производства / Под. ред. Н.А. Лисицина. Минск, 1998 г.
9. electric-zone.ru Устойчивость энергосистемы. Общие сведения.
10. Липки Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. -М.: Высшая школа, 1990г-336с.
11. Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 2-е изд. - М.: Энергия 1987г,-648с.
12. Барченко Т.Н. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Томск: - изд. Г11У 1988г.-96с.
13. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. М. Энергия 1975г. 184 с
14. С.С. Рокотян, И.М. Шапиро - Справочник по проектированию электроэнергетических систем

15. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д., Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528
16. Карташёв, И.И., В.Н. Тульский, Управление качеством электроэнергии / М.: Издательский дом МЭИ. 2006. -320 с.
17. The papers of 17 th International Conference on Electricity Distribution -Barcelona: CIRED. - 12 - 15 May 2003.
18. Железко, Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышение качества электроэнергии в электрических сетях /Ю.С. Железко // Электричество. 1992. №51. С. 6- 12.
19. Камнев, П.М. Пути повышения качества электроснабжения на объединении «Белорускалий» / П.М. Камнев, М.М. Малюшицкий, Я.Э. Шклярский // Депонир. ЦНИЭИ уголь №1. 1988. - С. 40 - 42.
20. Нефёдова, Н.В. Улучшение качества напряжения в подземных распределительных сетях 6 кВ калийных рудников установками продольной компенсации потерь напряжения / Н.В. Нефёдова и др. // М.: Энергетика. 1979. -324 с.
21. Электрические машины / Брускин Д.Э., Зорохович А.Е., Хвостов В.С. Часть 1, 1987 г
22. Федорова И. А. Влияние некоторых видов местной нагрузки на устойчивость дальних электропередач. Электричество, 1954, №4.
23. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / Под ред. Л. Г. Мамиконянца. 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1984.
24. Портной М. Г., Рабинович Р. С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. -М.: Энергия, 1978.
25. Мотыгина С. А. Влияние способов компенсации реактивной мощности на статическую устойчивость нагрузки. - Электричество, 1959, №11.
26. Кронгауз, Д.Э. Методы и средства регулирования активной и реактивной мощности в городской электрической сети / Д.Э. Кронгауз // Промышленная энергетика. 2011. - № 3 - С. 45 – 48
27. Jerome J. Efficient reactive power compensation algorithm for distribution network Текст. / J. Jerome // ATSTD. 2003. vol. 20. - P. 373-383.
28. P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: Mc Graw-Hill, 1993.
29. Raap, M Reactive power pricing in distribution networks Текст. / M. Raap, P. Raesaar, E. Tigimagi // Oil Shale. 2011. vol. 28. - P. 223-239.

Приложение А

Таблица 1 – Определение расчетных нагрузок 0,4 и 6 кВ

№ по ген. плану	Наименование потребителей	силовая нагрузка					
		Р _н , кВт	К _с	Р _р кВт	cosφ	tgφ	Q _p кВт
Потребители электроэнергии 0,4 кВ							
1	Блок насосной метанола	50	0,7	35	0,75	0,88	30,8
2	Газокомпрессорная станция	470	0,8	376	0,8	0,75	282
3	Служебно-эксплуатационный блок	120	0,6	72	0,8	0,75	54
4	Котельная-2	540	0,6	324	0,75	0,88	285,12
5	Азотная компрессорная станция	80	0,4	32	0,8	0,75	24
6	Блок насосной ШФЛУ	370	0,7	259	0,75	0,88	227,92
7	Блок насосной УКПГ	500	0,6	300	0,8	0,75	225
8	Котельная-1	140	0,6	84	0,75	0,88	73,92
9	Блочная кустовая насосная станция - 1	2250	0,7	1575	0,75	0,88	1386
10	Насосная внутренней и внешней перекачки	1260	0,6	756	0,75	0,88	665,28
11	Блочная компрессорная станция	1350	0,6	810	0,8	0,75	607,5
12	БКНС-2	900	0,6	540	0,8	0,75	405
13	Канализационные очистные сооружения	140	0,7	98	0,8	0,75	73,5
14	Ремонтно-механические мастерские	280	0,65	182	0,75	0,88	160,16
15	Вахтовый жилой комплекс	160	0,5	80	0,85	0,62	49,6
16	Водоочистные сооружения	110	0,75	82,5	0,85	0,62	51,15
17	Кабельный цех	240	0,65	156	0,75	0,88	137,28
Итого по 0,4 кВ		-		5761,5			4738,2
Потребители электроэнергии 6 кВ							
12	БКНС-2	6400	0,6	3840	0,8	0,75	2880
7	Блок насосной УКПГ	6400	0,6	3840	0,8	0,75	2880
Итого по 6 кВ				7680			5760

Таблица 2 – Определение расчетных осветительных нагрузок по объектам

№ по ген. плану	Наименование потребителей	осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузка		
		F, м²	Руд.о, Вт/м²	Рн.о, кВт	Кс.о.	Рр.о, кВт	Рр+Рр.о кВт	Qp кВар	Sp,кВА
Потребители электроэнергии 0,4 кВ									
1	Блок насосной метанола	2000	3,33	6,67	0,95	6,33	41,33	30,8	51,55
2	Газокомпрессорная станция	1620	3,56	5,76	0,95	5,47	381,47	282	474,39
3	Служебно-эксплуатационный блок	1500	4,44	6,67	0,95	6,33	78,33	54	95,14
4	Котельная-2	4000	3,56	14,22	0,95	13,51	337,51	285,12	441,82
5	Азотная компрессорная станция	1560	3,33	5,20	0,95	4,94	36,94	24	44,05
6	Блок насосной ШФЛУ	2100	3,33	7,00	0,95	6,65	265,65	227,92	350,02
7	Блок насосной УКПГ	4000	3,33	13,33	0,95	12,67	312,67	225	385,21
8	Котельная-1	1000	3,56	3,56	0,95	3,38	87,38	73,92	114,45
9	Блочная кустовая насосная станция - 1	2000	3,33	6,67	0,95	6,33	1581,33	1386	2102,76
10	Насосная внутренней и внешней пере- качки	2000	3,33	6,67	0,95	6,33	762,33	665,28	1011,81
11	Блочная компрессорная станция	2000	3,33	6,67	0,95	6,33	816,33	607,5	1017,57
12	БКНС-2	15000	3,33	50,00	0,95	47,50	587,50	405	713,57
13	Канализационные очистные сооруже- ния	2250	3,11	7,00	0,95	6,65	104,65	73,5	127,88
14	Ремонтно-механические мастерские	5000	3,78	18,89	0,95	17,94	199,94	160,16	256,18
15	Вахтовый жилой комплекс	3000	4,22	12,67	1	12,67	92,67	49,6	105,11
16	Водоочистные сооружения	2160	3,11	6,72	0,95	6,38	88,88	51,15	102,55
17	Кабельный цех	5000	3,78	18,89	0,95	17,94	173,94	137,28	221,59
	Территория завода	375000	0,16	60,00	1	60,00			
	Итого по 0,4 кВ	56190				247,37	6008,87	4738,23	7652,28

продолжение таблицы-2

Потребители электроэнергии 6 кВ									
12	БКНС-2	-	-	-	-	-	3840	2880	4800
7	Блок насосной УКПГ	-	-	-	-	-	3840	2880	4800
Итого по 6 кВ		-	-	-	-	-	7680	5760	9600

Приложение Г

Приложение Д

Раздел 1

Improving power system stability the oil and gas industry with the use of compensating devices

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4E	Варламов Дмитрий Игоревич		

Консультант кафедры ЭПП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л.П.	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матухин Д.Л.	К.П.Н.		

INTRODUCTION

Novel method of assessing voltage stability of a power system using stability boundary in P-Q plane

1. Introduction

Most of the modern power transmission networks are very large and widely interconnected. Such a network may need to transfer a huge amount of power over a long distance especially in deregulated market environment that has been recently introduced in power industries. Thus, the utilities are now forced to operate their networks under highly stressed condition. Reinforcement of the network to relieve stress is generally prohibited because of very rigid economical, environmental and regulatory constraints. One of the major problems that may associate with a stressed system is the voltage instability or collapse. Voltage instability is a local phenomenon and it occurs at a bus within an area with high loads and low voltage profile. The remote buses usually have very little influence to improve the voltage stability of the affected bus. However, the voltage problem of the affected bus may cause a series of line outages and the ultimate result is system blackout. The voltage stability problem has received much attention in recent years because of the occurrence of a number of system blackouts worldwide due to voltage collapse as described in Refs. [1,2].

The voltage stability problem can be analyzed using the conventional P -V or Q-V curve [3,4]. A series of load flow (LF) simulations with successively increased load at a constant power factor (pf) is usually required to generate the P -V curve of a particular bus. However, there is a critical load point beyond which there is no LF solution and thus the LF method would not converge. Such a load point represents the 'knee' point of the P -V curve. The Q -V curve is also plotted from the results of a series of LF simulations with slightly modified initial conditions. In generating the Q -V curve, the power of the candidate bus is kept constant and a fictitious synchronous condenser, without any reactive power limit, is added

to the bus. The reactive power of the synchronous condenser is then plotted against the specified bus voltage. However, there is a minimum voltage beyond which the LF algorithm will again fail to converge and it represents the ‘knee’ point of the Q -V curve. The voltage stability problem can also be analyzed using the singularity criterion of the Jacobian matrix [1,5], multiple LF solutions [6,7], bifurcation theory [8], energy method [9,10], etc.

As mentioned earlier, the P -V curve is plotted for a constant pf and a family of such curves is usually required to study the voltage stability problem for various pfs. However, a curve that passes through the ‘knee’ points of P -V curve for various pfs can be considered as voltage stability boundary (VSB) in P -V plane. Similarly, a curve that passes through the ‘knee’ points of Q -V curve for various powers can be considered as VSB in Q -V plane.

When the voltage term is eliminated in the above curves, a new VSB in P - Q plane can be found. Such a VSB can be used to directly determine the various operating margins of the candidate bus.

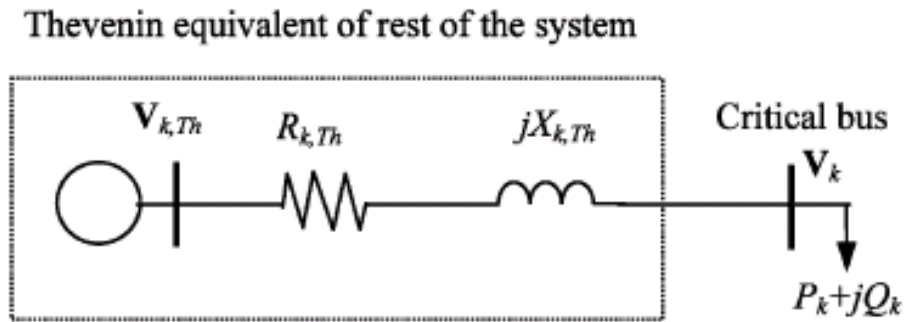


Fig. 1. Two-bus equivalent of a power system

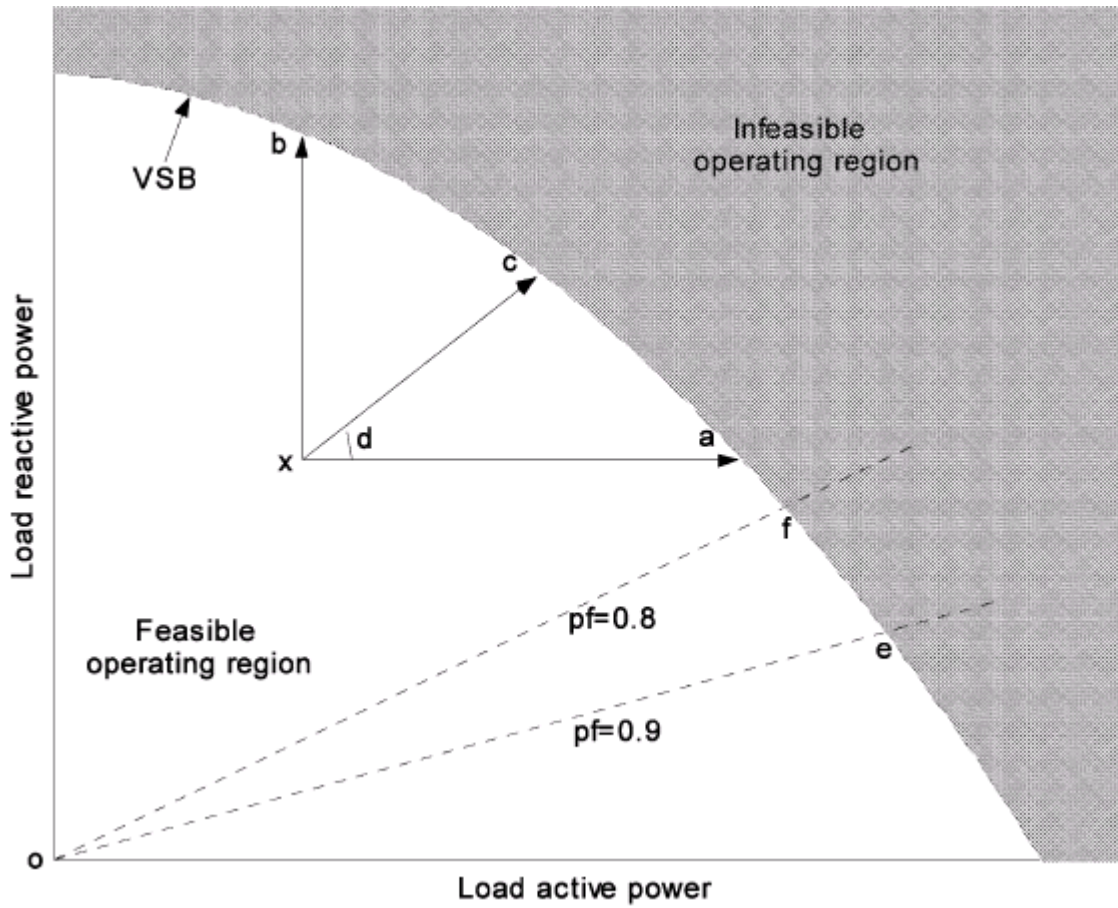


Fig. 2. A typical VSB in P -Q plane

Determination of VSB in P -Q plane requires tremendous amount of computational time, especially for a large system. It involves a series of LF simulations with different initial conditions. As mentioned earlier, the voltage stability problem is a local phenomenon and

thus can be analyzed through a reduced order equivalent to the original system. Many researchers used a two-bus equivalent model of the system to study the voltage stability problem of a particular bus called critical bus [11-14]. In the two-bus equivalent, the critical bus of the original system is kept intact but the rest of the system is replaced by its Thevenin equivalent. When the system is represented by such an equivalent, the VSB of the critical bus can directly be determined without using the results of LF simulations.

This paper describes a new method of assessing the voltage stability of a critical bus in a power system using the VSB in P -Q plane. The VSB of the critical bus is generated from a two-bus equivalent of the original system and it involves

the solution of a simple polynomial. The active, reactive and apparent power margins of the critical bus are then directly determined from the VSB. The effectiveness of the proposed method is tested on the IEEE 118-bus system and the results obtained are compared with those found through repetitive LF simulations in the original system.

2. Voltage stability boundary (VSB) in P -Q plane

The VSB in P - Q plane shows the relationship between the active power (P) and reactive power (Q) at the verge of voltage collapse. In this study, the VSB of the critical bus is generated from a two-bus equivalent of the original system. The procedure of finding the equivalent is discussed in Section 3. Let k be the critical bus, and $V_{k,Th}$ and $Z_{k,Th}$ ($=R_{k,Th}+jX_{k,Th}$) be the Thevenin equivalent voltage and impedance, respectively, of the rest of the system. The two-bus equivalent of the system where the critical bus is kept intact is shown in Fig. 1. For a given load (P_k+jQ_k) at the critical bus, the load current (I_{kL}) and voltage (V_k) can be written as

$$\mathbf{I}_{kL} = (P_k - jQ_k)/V_k^* \quad (1)$$

$$\mathbf{V}_k = \mathbf{V}_{k,Th} - \mathbf{Z}_{k,Th} \mathbf{I}_{kL} \quad (2)$$

After some mathematical manipulations of the above two equations, the load voltage magnitude V_k of the critical bus can be expressed as

$$V_k^4 + 2(R_{k,Th}P_k + X_{k,Th}Q_k)V_k^2 - V_{k,Th}^2 V_k^2 + (R_{k,Th}^2 + X_{k,Th}^2)(P_k^2 + Q_k^2) = 0 \quad (3)$$

Note that Eq. (3) has four possible solutions. However, under normal load conditions (within the voltage stability limit), the equation has only two feasible (real and positive) solutions [3,12]. The higher voltage (V_k^H) is called the stable solution and the lower voltage (V_k^L) is called the unstable solution. The difference between these two solutions may be considered as an index to measure the voltage stability margin [6,7]. However, when the load is increased, the stable solution decreases while the unstable solution increases. At voltage collapse point, both the

solutions become the same and such a situation represents the ‘knee’ point of the P -V curve. When the load is increased further, Eq. (3) would not provide any feasible solution. Thus at the voltage collapse point, the condition must be satisfied.

$$V_k^H = V_k^L \quad (4)$$

Expressions of V_k^H and V_k^L , for a feasible load condition, can be obtained from the positive solutions of Eq. (3). With these expressions, Eq. (4) can be rewritten as:

$$f(P_k, Q_k, V_{k,Th}, R_{k,Th}, X_{k,Th}) = 0 \quad (5)$$

Note that, for a given load bus k , $V_{k,Th}$, $R_{k,Th}$ and $X_{k,Th}$ are fixed. When the above Thevenin quantities are considered as parameters (or constant), the VSB of the load bus in P - Q plane can easily be generated from the solution of Eq. (5). The set of loads that satisfies Eq. (5) can be considered as critical load (P_K^{cr}, Q_K^{cr}) . A typical variation of Q_K^{cr} against P_K^{cr} is shown in Fig. 2 and is considered as the proposed VSB in P-Q plane. The shaded area of Fig. 2 represents infeasible operating region. For any load in this region, there is no feasible solution of load voltage magnitude.

The unshaded area of Fig. 2 represents feasible operating region and, for all possible loads in this region, there are two feasible solutions of load voltage magnitude (V_k^H and V_k^L): The boundary between the feasible and infeasible regions is called the VSB, and for any load on this boundary, the two feasible solutions of load voltage magnitude coincide. For a given initial operating point ‘x’ in the feasible operating region, distances ‘xa’ and ‘xb’ represent the active and reactive power margins of the critical bus. Similarly, distance ‘xc’ represents the apparent power margin at a pf angle ‘d’. For a given load pf, the maximum permissible load apparent power at the critical bus can directly be determined from the point of intersection of the pf line with the VSB. In Fig. 2, distances ‘oe’ and ‘of’ represent the maximum permissible load apparent powers of the critical bus for lagging pfs of 0.9 and 0.8, respectively.

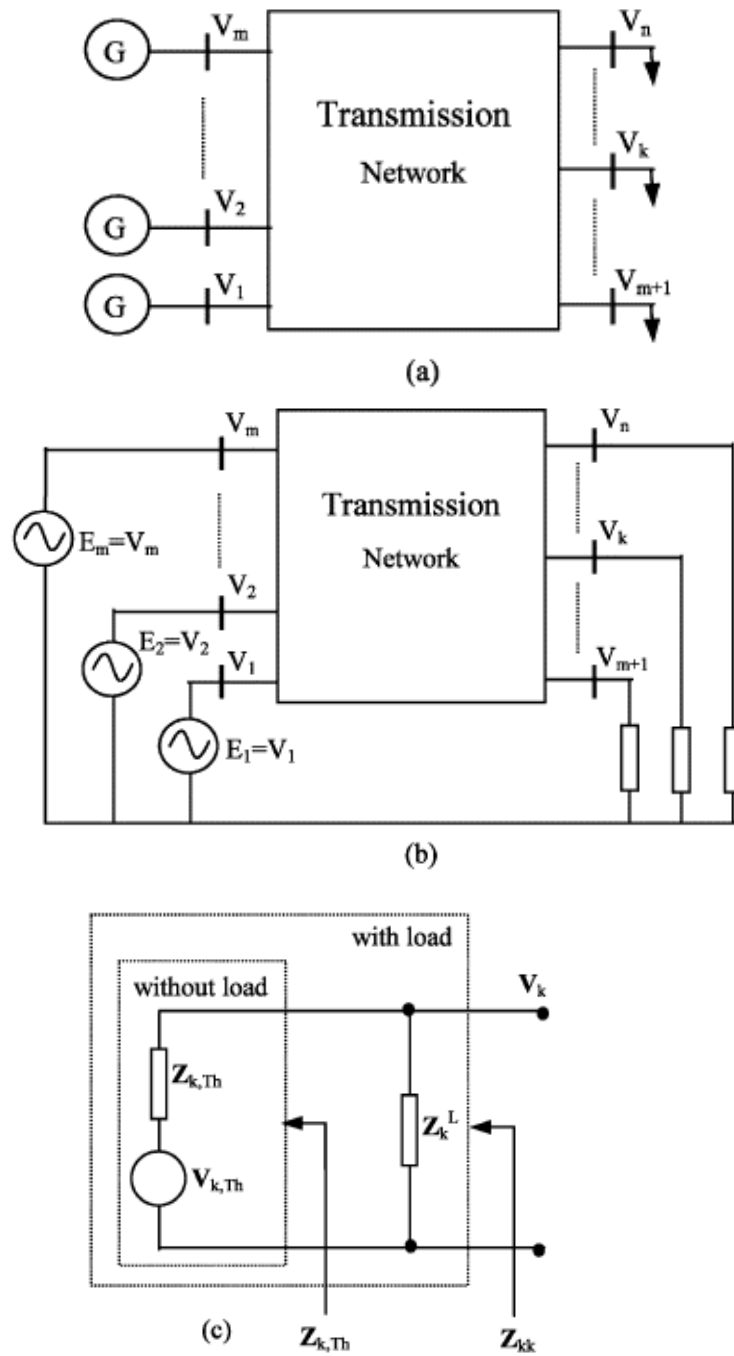


Fig. 3. Process of finding the two-bus equivalent of a general power system

3. Two-bus equivalent

Consider a general power system consisting of n buses as shown in Fig. 3(a). It is assumed that the first m buses (1 to m) are the generator or voltage controlled buses where the voltage magnitudes are kept constant and the rest buses ($m+1$ to n) are the voltage uncontrolled buses. The procedure of finding the two-

bus equivalent of the system is given in Ref. [12] and briefly described in the following for the sake of completeness.

In general, a generator in a power system is modeled by an internal voltage source (E) behind a series reactance (X). However, in LF simulations, the generator adjusts its reactive power output to maintain a constant terminal voltage (V). In this respect, a generator can be modeled by a constant voltage source ($V=E$) with no series reactance ($X=0$). This model can preserve the terminal characteristic of the generator even for the change in operating conditions and thus can faithfully be used to determine the voltage stability limit by repetitive LF simulations. The load of a voltage uncontrolled bus can be modeled by a constant shunt impedance. The above generator and load models are shown in Fig. 3(b). It may be mentioned here that when a generator cannot maintain the constant terminal voltage because of finite reactive power limit, it can be modeled as a negated load and the corresponding bus is to be considered as a voltage uncontrolled type.

The k -th diagonal element (Z_{kk}) of bus impedance matrix of Fig. 3(b) represents the Thevenin impedance of bus k . The Thevenin voltage (V_k) of the bus can be obtained from the base-case LF solution. Note that the above equivalent includes the load impedance Z_k^L of the candidate bus. However, in voltage stability studies, it is necessary to consider the load as an external element of the Thevenin equivalent circuit. The parameters of such an equivalent can easily be obtained from Z_{kk} and V_k with the help of Fig. 3(c).

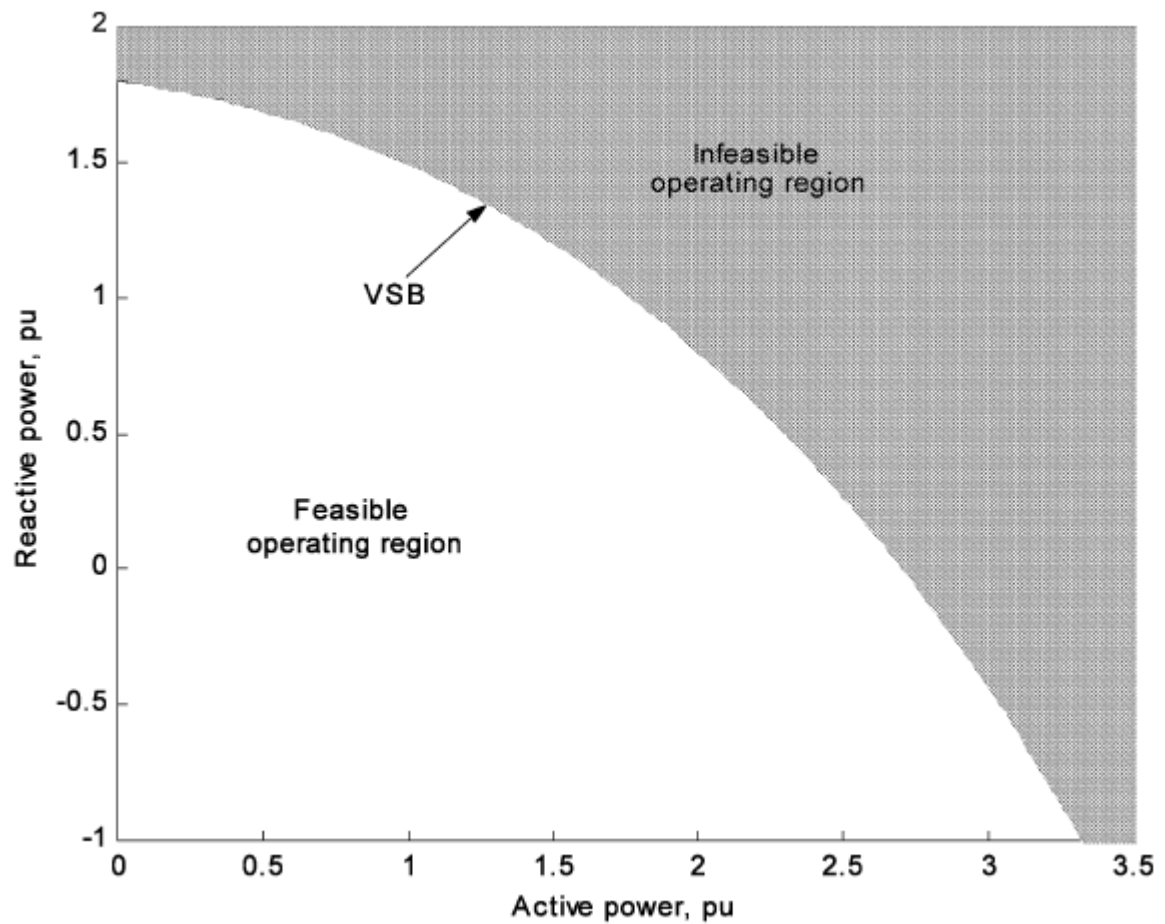


Fig. 4. VSB of bus 44 of the IEEE 118-bus system in P -Q plane

Table 1 - Maximum load of the critical bus at the verge of voltage collapse

Load pf	Maximum load (MVA) obtained from		Error in percent
	VSB in P-Q plane	LF simulations	
1.00	270	252-253	7.1
0.95	221	208-209	6.3
0.90	208	195-196	6.7
0.85	199	187-188	6.4
0.80	193	182-183	6.0
0 (lag)	180	171-172	5.3

$$Z_{k,Th} = \frac{Z_{kk} Z_k^L}{Z_k^L - Z_{kk}} \quad (6)$$

$$V_{k,Th} = \left(1 + \frac{Z_{k,Th}}{Z_k^L} \right) V_k \quad (7)$$

Here $Z_{k,Th}$ and $V_{k,Th}$ are the Thevenin equivalent impedance and voltage of the critical bus that exclude the local load. It may be mentioned here that the values of Thevenin parameters may depend on the system configuration including the transformer tap position and status of the voltage controlled buses.

4. Simulation results

The proposed method of determining the voltage stability limit is tested on the IEEE 118-bus system. Bus 44 is considered as the critical bus and the voltage stability problem of this bus is studied in detail in this paper. The voltage stability problem of the same bus is also studied in Refs. [9,10,12].

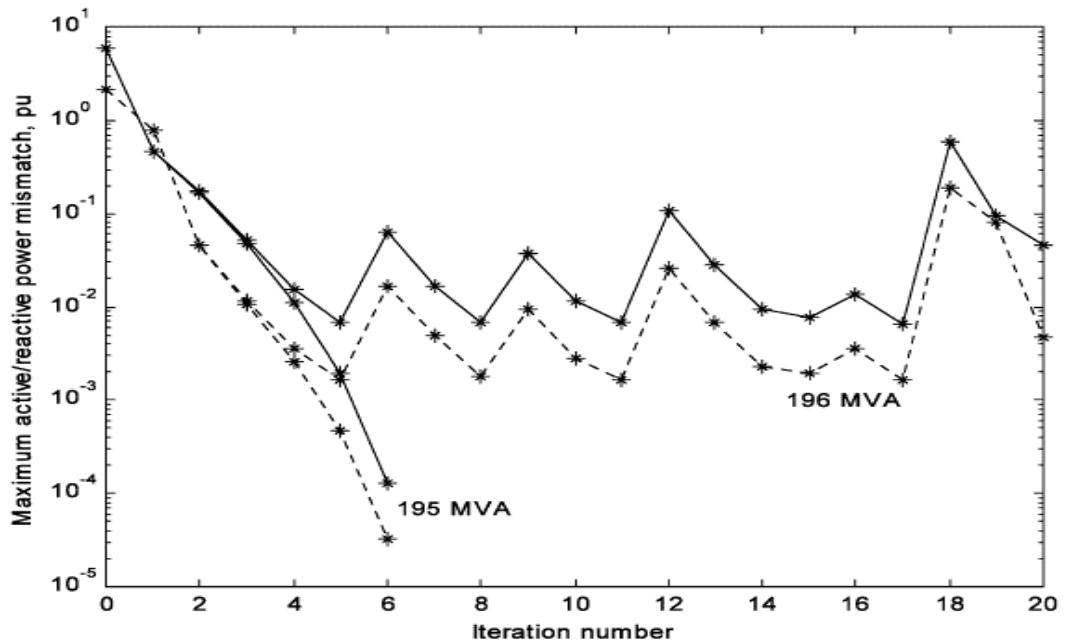


Fig. 5. Convergence pattern of the NR method in the vicinity of voltage collapse. Solid line: maximum active power mismatch. Dotted line: maximum reactive power mismatch.

Table 2 - Active, reactive and apparent power margins obtained by the proposed and energy methods

	Active power margin (MW)	Reactive power margin (Mvar)	Apparent power margin (MVA)
LF simulation or actual value	237	167	183
Proposed method (error in %)	248 (4.6)	171 (2.4)	189 (3.3)
Energy method [10] (error in %)	420 (77.2)	114 (-31.7)	165 (-9.8)

The Thevenin voltage and impedance of the equivalent two-bus system, excluding the load of the critical bus, are found as 0.99734 pu and $(0.04256+j0.13495)$ pu, respectively, on a 100 MVA base. The above results are obtained at base case operating point. Generators that are unable to maintain the specified (or constant) voltage at base case are replaced by negated load. In this study, the Thevenin parameters obtained at base case are considered as constant and that would provide reasonably good results if there is no further change in status (from PV to PQ) of the generator buses.

The VSB of the critical bus is first generated using the technique described in Section 2 and is shown in Fig. 4. The VSB is then used to determine the maximum load MVA (at voltage collapse point) of the critical bus for various pfs and the results found are given in Table 1. The accuracy of the results obtained is also checked through repetitive LF simulations in the original 118- bus system. The Newton Raphson (NR) LF method is used for this purpose and the maximum load for which the method successfully converged is also given in Table 1. Note that in both the proposed method and repetitive LF simulations, the effects of the transformer tap changing and generator reactive power limit are not considered. It can be noticed in Table 1 that the maximum load found from the proposed VSB is slightly higher than that obtained by the LF simulations. It may be mentioned here that, in the vicinity of voltage collapse, the Jacobian matrix of the NR method becomes almost singular and thus the method faces convergence problem [15]. Fig. 5

shows the convergence pattern of the NR method when the load of the critical bus is increased to 195 and 196 MVA at 0.9 lagging pf. It can be seen in Fig. 5 that the method successfully converged in six iterations for a load of 195 MVA. However, for a load of 196 MVA, the method failed to converge with a reasonable accuracy even in 20 iterations. It is believed that the oscillatory convergence pattern of the NR method for a load of 196 MVA is due to the numerical problems of the method and the actual maximum load of the critical bus may be slightly higher than that found from the non-convergence criterion of the method.

The base load of the critical bus is $(16+j\ 8)$ MVA, and for this initial load, the active power margin (similar to distance 'xa' of Fig. 2) of the bus is found as 248 MW

from Fig. 4. For the same base load, Ref. [10] reported the margin as 420 MW. However, the actual margin, found through LF simulations, is only 237 MW. The above results indicate that the proposed VSB in P -Q plane can provide a much better result than that of the energy method [10]. The active power margin errors found by the proposed and energy methods are 4.6 and 77.2%, respectively. The reactive and apparent power margins of the critical bus are also determined from the proposed VSB and compared with those reported in Ref. [10]. A summary of these results is given in Table 2.

5. Conclusions

The P -V or Q -V curve is very commonly used as a tool to assess the voltage stability of a power system. This paper proposes a novel method of assessing the voltage stability of a critical bus in a large power system by using the VSB in P -Q plane. Unlike the conventional P -V and Q -V curves, plotting of a single VSB in P -Q plane is enough to determine the various voltage stability margins of the critical bus for different initial operating conditions. The VSB of the critical bus is generated from a simple equivalent of the original system and it does not require

any repetitive LF simulations. This makes the proposed method computationally very attractive.

The effectiveness of the proposed method is demonstrated on the IEEE 118-bus system. It is observed that the results obtained from the proposed VSB are very close to but slightly higher than the corresponding values found from repetitive LF simulations. For a range of studies, the maximum error found is less than 8%. The convergence problems of the LF method in the vicinity of voltage collapse is believed to be the main reason for the error. Determination of various voltage stability margins by the proposed method involves very little computations and thus the method has a potential for on-line application.