

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

А.М. Ершов

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 4
**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
И ГОРОДОВ**

Курс лекций



Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

621.311(07)
Е804

Ершов А.М

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 4
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
И ГОРОДОВ

Курс лекций

Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2017

УДК [658.26(07): 621.31](075.8) + 621.311(075.8)
Е804

Одобрено
учебно-методической комиссией энергетического факультета

Рецензенты

Ершов, А.М.
Е804 Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.

Рассмотрено построение схем внешнего, внутризаводского и внутрицехового электроснабжения, даны сведения об их конструктивном построении. Для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Электроэнергетика и электротехника».



УДК [658.26(07): 621.31](075.8) +
621.311(075.8)

Издательский центр ЮУрГУ, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	
1.1. Введение	8
1.2. Принципы построения СЭС ПП	10
2. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	
2.1. Классификация подстанций СЭС ПП	13
2.2. Электроснабжение на напряжении 6, 10 кВ	13
2.3. Электроснабжение ПП на напряжении 35, 110, 220 кВ	15
2.4. Схемы распределительных устройств на высшем напряжении ПС	18
2.5. Схемы распределительных устройств на стороне низшего напряжения ПС	23
2.5.1. Схемы с одинарной системой сборных шин	23
2.5.2. Схемы с двойной системой сборных шин	28
2.5.3. Схемы сборных шин с обходной системой	31
2.6. Типы и исполнения трансформаторов	32
2.7. Особенности электроснабжения ГПП с загрязненной и агрессивной средой и в районах Крайнего Севера	37
3. ВЫБОР СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	
3.1. Техничко-экономические расчёты в электроснабжении	40
3.2. Выбор напряжения схемы внешнего электроснабжения	41
3.3. Выбор схемы внешнего электроснабжения	43
3.4. Выбор числа и мощности трансформатора ГПП	45
3.5. Выбор местоположения трансформаторных и распределительных подстанций ПП	49
3.6. Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы внешнего электроснабжения предприятия	52
4. ВНУТРИЗАВОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	
4.1. Особенности построения схем распределительных электрических сетей	57
4.2. Радиальные схемы	58
4.3. Магистральные схемы	62
4.4. Магистральные схемы распределения электроэнергии с применением токопроводов	66
4.5. Смешанные схемы	68
4.6. Требования к схемам электроснабжения при наличии электроприёмников особой группы	70
4.7. Ограничение токов короткого замыкания и их оптимизация	73
4.8. Выбор напряжения внутризаводского электроснабжения	75

4.9. Выбор схемы внутриводского электроснабжения	77
4.10. Конструктивное выполнение электрической сети	79
4.11. Расчет питающих линий	81
5. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯ- ТИЯ	
5.1. Перегрузки трансформаторов	85
5.2. Выбор числа трансформаторов цеховых ТП	91
5.3. Выбор мощности трансформаторов цеховых ТП	91
5.4. Выбор местоположения и типа трансформаторной подстанции	98
5.5. Цеховые трансформаторные подстанции	100
5.5.1. Схемы и основное оборудование трансформаторных подстанций	100
5.5.2. Типы трансформаторов, устанавливаемых в ТП	107
5.5.3. Конструктивное исполнение ТП	110
6. ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	
6.1. Радиальные схемы	112
6.2. Магистральные схемы	113
6.3. Смешанные схемы	115
6.4. Замкнутые сети	116
6.5. Напряжения питания цеховых сетей	116
6.6. Выбор схемы цеховой сети	119
7. ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЁТОМ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	
7.1. Электромагнитные помехи в СЭС	120
7.2. Построение СЭС с учетом электромагнитной совместимости электроприемников	122
7.3. Защита помеховосприимчивых устройств	124
7.4. Снижение отклонений напряжения	126
7.5. Снижение колебаний напряжения	129
7.5.1. Согласование параметров резкопеременной нагрузки и СЭС	130
7.5.2. Схемные решения	132
7.5.3. Специальные технические устройства	135
7.6. Снижение уровней высших гармоник	138
7.6.1. Силовые резонансные фильтры	140
7.6.2. Частотные характеристики	143
7.7. Снижение несимметрии напряжений	147
7.8. Уменьшение импульсных перенапряжений и сокращение дли- тельности провалов напряжения	150
7.9. Расчет несинусоидальности напряжения	151
7.9.1. Схемы замещения элементов СЭС	151
7.9.2. Параметры источников токов высших гармоник	155

7.9.3. Расчёт напряжений и токов высших гармоник в электрических сетях	160
7.9.4. Примеры расчетов токов и напряжений высших гармоник	161
7.10. Расчет размахов колебаний напряжения	171
7.11. Расчёт несимметрии напряжений	178
10. ЭКОНОМИЧНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ	
10.1. Экономичные режимы работе трансформаторов	
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	183

1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1. Введение

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭС ПП) основными вопросами являются выбор общей схемы электроснабжения, числа, мощности силовых трансформаторов и расположения понижающих подстанций, напряжений питающих и распределительных сетей, способов передачи электроэнергии по территории предприятия.

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических факторов, свойственных отдельным ПП, в частности, наличие зон с загрязненной и агрессивной окружающей средой, особых групп электроприемников, требующих повышенной надежности питания, электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой и др. Эти факторы обуславливают дополнительные требования к СЭС ПП.

Электроснабжение ПП разделяют на внешнее и внутреннее (внутризаводское). *К внешнему электроснабжению* условно отнесем часть СЭС, включающую в себя головные выключатели, расположенные на районной понижающей подстанции энергосистемы (ЭС), питающие предприятие линии электропередачи и понижающие трансформаторы главной понижительной подстанции (ГПП) предприятия, если она имеется, с коммутационной аппаратурой на стороне высшего напряжения ГПП.

К внутризаводскому электроснабжению отнесем часть СЭС ПП, начиная с вводных выключателей распределительного устройства со стороны низшего напряжения 6–35 кВ понижающих трансформаторов ГПП, распределительную сеть, включая кабельные, воздушные линии и токопроводы, высоковольтные распределительные пункты (РП) и цеховые понижающие трансформаторные подстанции (ТП). *К внутрицеховому электроснабжению* относятся также цеховые электрические сети напряжением до 1 кВ.

В [СН 174-75, НТП-94, Ермилов-1983] принято следующее условное деление ПП по потребляемой мощности: большие – с суммарной установленной мощностью электроприемников 75 МВт и более; средние – установленной мощностью 5–75 МВт; малые – с установленной мощностью до 5 МВт.

Независимым источником питания (ИП) электроприемника или группы электроприемников называют ИП, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других ИП. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) к независимым ИП могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций, или подстанций при соблюдении следующих условий:

– каждая из секций или систем шин питается от независимого источника;

– секции или системы шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций или системы шин.

Питание электроэнергией ПП, имеющих электроприемника 1-й категории, осуществляется не менее чем по двум линиям. Также по двум линиям питаются ПП с электроприемниками 2-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств. Для питания электроприемников особой группы 1-й категории предусматривается третий независимый ИП. Питание электроприемников 3-й категории может выполняться от одного источника, если перерыв электроснабжения необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента СЭС, не превышает одних суток.

Питание по двухцепным линиям, смонтированным на общих опорах, может быть применено для электроприемников всех категорий ПП, при этом для электроприемников особой группы 1-й категории должен быть предусмотрен специальный аварийный ИП [СН 174-75, НТП-94]. Применение же двух одноцепных линий должно обосновываться технико-экономическими расчетами. Оно целесообразно в районах с интенсивным образованием гололеда, на затопляемых или заболоченных участках трассы, где осложнено выполнение работ по восстановлению питания, при высоких требованиях к бесперебойности питания, например, при преобладании нагрузок 1-й категории.

При построении СЭС ПП необходимо учитывать требования потребителей, а также энергетической системы (технические условия присоединения). Эти требования определяют основные параметры и возможности дальнейшего развития СЭС ПП.

Основные требования, предъявляемые к промышленным СЭС:

– высокая надёжность электроснабжения (необходимая степень надёжности);

– рациональное построение схемы электроснабжения;

– рациональные конструктивные решения;

– удобство и безопасности в эксплуатации;

– возможность перспективного развития.

При построении СЭС ПП следует широко применять:

– блочные схемы;

– подстанции без сборных шин на первичном напряжении;

– комплектные и малогабаритные конструкции отдельных элементов схем электроснабжения;

– широкое применение распределительных устройств с элегазовой изоляцией, вакуумных и элегазовых выключателей различных классов напряжения;

– автоматику и телемеханику на всех ступенях СЭС.

При проектировании СЭС нужно предусматривать отдельную работу линий и трансформаторов, отдавать предпочтение одной системе сборных шин и ограниченно применять двойную систему сборных шин, по возможности ограничивать использование дорогих масляных и воздушных выключателей.

Для правильного решения вопросов электроснабжения необходимо различать режимы, возникающие во время аварии и в период, непосредственно следующий после нее – соответственно аварийный и послеаварийный.

Аварийный режим – это кратковременный переходной режим, вызванный нарушением нормальной работы СЭС или отдельных ее звеньев и продолжающийся до отключения поврежденного звена или элемента. Продолжительность аварийного режима определяется в основном временем действия устройств релейной защиты, автоматики и телеуправления, а в отдельных случаях действиями оперативного персонала по отключению поврежденного элемента – может длиться от нескольких десятых долей секунды до нескольких часов.

Послеаварийный режим – это режим, возникающий после аварийного отключения поврежденных элементов СЭС, т. е. после ликвидации аварийного режима. Он гораздо более длителен, чем аварийный режим, и продолжается до восстановления нормальных условий работы СЭС – от нескольких часов до нескольких дней и даже месяцев (например, при сложных ремонтах силовых трансформаторов на подстанции).

СЭС в целом нужно отстроить таким образом, чтобы в послеаварийном режиме она обеспечивала функционирование основных производств ПП. При этом используются все дополнительные ИП и возможности резервирования, в том числе и те, которые в нормальном режиме нерентабельны (различные перемычки, связи на вторичных напряжениях и др.). В послеаварийном режиме допустимо частичное ограничение передаваемой мощности, а также позволены отклонения некоторых параметров качества электроэнергии.

1.2. Принципы построения СЭС ПП

При проектировании рациональных СЭС ПП следует основываться на ряде принципов, к основным из которых отнесем следующие:

1. Максимальное приближение источников высокого напряжения к электроустановкам потребителей (центрам электрических нагрузок), благодаря чему сводятся к минимуму расход проводникового материала на сооружение электрической сети и потери электроэнергии в ней. Сказанное относится как к выбору места расположения ГПП на территории ПП, так и трансформаторных подстанций (ТП) в производственных цехах.

2. Разукрупнение подстанции. Это прежде всего относится к цеховым ТП как в отношении их максимальной мощности, так и расположения на площади цеха. Применение данного принципа позволяет сооружать относительно простые и экономичные цеховые электрические сети.

3. Глубокое секционирование СЭС во всех её звеньях, начиная от сборных шин подстанции энергосистемы (ЭС) и кончая сборными шинами вторичного напряжения цеховых ТП. Данное решение позволяет существенно упростить построение и эксплуатацию схемы электроснабжения, уменьшить токи короткого замыкания (КЗ), хотя при неравномерной нагрузке раздельно работающих сборных шин подстанций и других элементов СЭС это приводит и некоторому увеличению потерь электроэнергии в сети.

4. Широкое применение скрытого (горячего) резерва и отказ от явного (холодного) резервирования. Специальные резервные, нормально не нагруженные линии и трансформаторы, как правило, не должны предусматриваться (холодный резерв). Резерв закладывается в самой СЭС, в которой все элементы должны нести постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме (при повреждении одного из элементов) остальные должны быть в состоянии принять на себя нагрузку временно выбывшего элемента путем перераспределения ее между оставшимися в работе с использованием допускаемой ПУЭ перегрузочной способности электрооборудования (горячий резерв). При таком построении СЭС снижаются потери электроэнергии, а надежность электроснабжения увеличивается, т. к. исправность нагруженных кабелей и трансформаторов постоянно самоконтролируется, а восстановление питания потребителей происходит автоматически. С этой целью на секционных аппаратах должна предусматриваться схема автоматического ввода резерва (АВР).

5. Выбор рациональной схемы электроснабжения, т. е. схемы, обладающей достаточно высокими показателями экономичности, надёжности, удобной в эксплуатации и т. д. При этом необходимо учитывать мощности, расположение и концентрации электроприемников, не допускать обратных потоков мощности и т. п.

6. Рациональное (оптимальное) решение вопросов компенсации реактивной мощности. Оно заключается в правильном выборе мест установки и мощности отдельных источников реактивной мощности, обеспечивающих минимум затрат на компенсацию реактивной мощности.

7. Применение рациональных систем передачи и распределения электроэнергии на ПП. Здесь предполагается использование и новых прогрессивных способов передачи электроэнергии и конструкций элементов СЭС, токопроводов, кабельных эстакад, кабельных линий напряжением 110 кВ и т. д.

8. Возможность перспективного развития проектируемой СЭС, следует предусматривать оптимальные в экономическом отношении пути увеличения приёма, передачи и распределения электроэнергии между возросшим

количеством электроприемников ПП с учетом увеличения мощности отдельных, уже существующих потребителей.

9. Структура СЭС ПП должна обеспечивать возможность задания рациональных (оптимальных) режимов работы отдельных ее элементов, воздушных и кабельных линий, токопроводов, трансформаторов, позволяющих уменьшать в процессе эксплуатации потери электроэнергии.

2. ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В России промышленные предприятия обеспечиваются электрической энергией, подаваемой им на напряжениях 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ и в отдельных случаях на напряжении 150 кВ.

2.1. Классификация подстанций СЭС ПП

Подстанции предназначены для приёма, преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном СЭС ПП, имеют широкую номенклатуру исполнения в зависимости от мощности, напряжения и назначения. Подстанции подразделяют на:

УРП – узловые распределительные с первичным напряжением 220–330–500 кВ;

ГПП и ПГВ – главные понизительные и подстанции глубоких вводов напряжением 110–220/6–10–35 кВ;

ЦРП – центральные распределительные (пункты) напряжением 6–10 кВ;

РП – распределительные (пункты) напряжением 6, 10 кВ;

ТП – цеховые трансформаторные подстанции напряжением 6–10/0,4–0,66 кВ;

ЭПП и ППП – электропечные и преобразовательные;

РПН – низковольтные (ниже 1 кВ) распределительные (пункты).

УРП получают энергии от энергосистемы и распределяют ее (без трансформации или с частичной трансформацией) по линиям напряжением 110–220–330 кВ. Обычно УРП имеют значение районных понижающих подстанций энергосистемы и питают подстанции ряда предприятий. На ГПП (ПГВ) осуществляется трансформация напряжения с 35–110–220 кВ на 6–10 кВ, иногда 35 кВ. На пониженных напряжениях и происходит распределение энергии по подстанциям ПП. ЦРП выполняет те же функции, что и ГПП предприятия, но без трансформации напряжения. Они используются обычно на ПП малой, иногда средней мощности. РП, как и ЦРП, служат только для приёма и распределения электроэнергии по ТП и отдельным электроприёмникам высокого напряжения.

2.2. Электроснабжение на напряжении 6, 10 кВ

Электроснабжение ПП на напряжении 6–10 кВ может осуществляться от собственной теплоэлектростанции (ТЭЦ), от ЭС или от ЭС и ТЭЦ одновременно. Если ТЭЦ находится в непосредственной близости от цехов ПП, а напряжение высоковольтных электроприемников совпадает с напряжением генераторов электростанции, то распределение электроэнергии осу-

ществляется по схеме на рис. 2.1. При этом близлежащие цеховые ТП присоединяются непосредственно к сборным шинам главного распределительного устройства (ГРУ) ТЭЦ. Отметим, что в последнее время от такой схемы электроснабжения отказываются, т. к. повреждение сетевого электрооборудования могут приводить к погашению ТЭЦ. Сейчас широко применяют схемы, в которых генераторы ТЭЦ подключают сразу к повышающим трансформаторам с вторичным напряжением 110–220 кВ, на котором далее происходит передача электроэнергии потребителям.

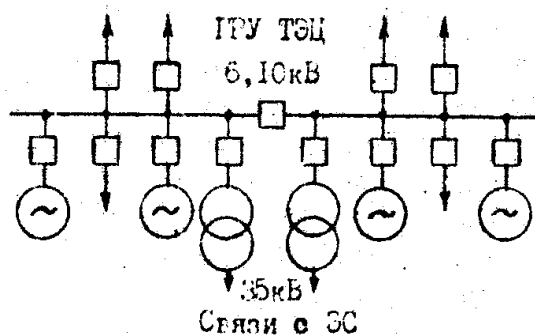


Рис. 2.1. Схема электроснабжения предприятия от собственной ТЭЦ

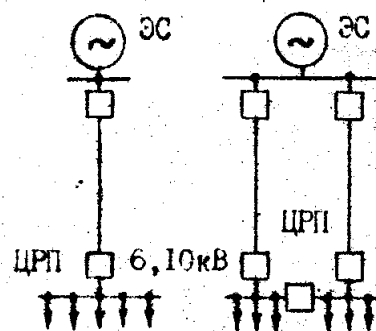


Рис. 2.2. Схемы электроснабжения предприятия от ЭС

При отсутствии ТЭЦ, при мощности ПП до 5 МВ·А и его расположении на расстоянии не более 5–10 км от подстанции ЭС электроснабжение осуществляется по схемам на рис. 2.2 [Винославский]. Число питающих линий зависит от требуемого уровня надежности электроснабжения. Для распределения энергии на предприятии используется ЦРП.

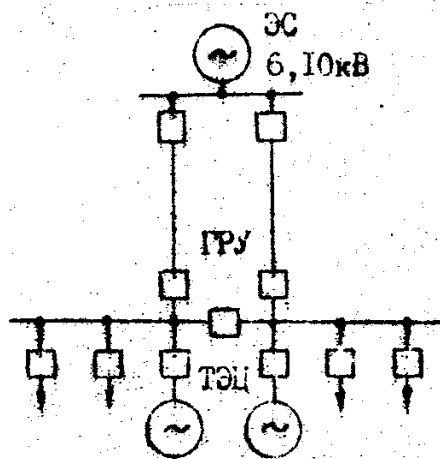


Рис. 2.3. Схема электроснабжения ПП от ЭС и собственной ТЭЦ

При наличии ТЭЦ на ПП электроснабжение, как правило, осуществляется от неё и ЭС одновременно. Оно выполняется по схеме рис. 2.3 на напряжении 6–10 кВ, если ПП удалено от ЭС, а ТЭЦ расположена в центре электрических нагрузок ПП. В этом случае ГРУ ТЭЦ используется и как ЦРП. Самостоятельное здание ЦРП сооружается только в том случае, если ТЭЦ удалена от центра электрических нагрузок ПП.

ТЭЦ сооружаются для электроснабжения и теплоснабжения крупных промышленных предприятий и городов. Собственные ТЭЦ предусматриваются:

- при расположении ПП в районах, не имеющих связей с ЭС;

– при наличии специальных требований к надежности электроснабжения, когда собственная ТЭЦ необходима для резервирования при значительной потребности в паре и горячей воде для производственных целей.

Электрическая мощность, потребляемая предприятием от ТЭЦ, может находиться в пределах от полной электрической мощности ТЭЦ до минимальной, необходимой ПП в послеаварийном режиме.

2.3. Электроснабжение ПП на напряжении 35, 110, 220 кВ

При питании ПП от ЭС главная понизительная подстанция может находиться вне территории ПП, например, при плотной застройке промышленной площадки, либо на самом ПП с максимальным приближением к центру электрических нагрузок. При этом следует стремиться осуществить питание ПП с помощью глубокого ввода.

Схемы электроснабжения городов, в том числе, и промышленных предприятий подробно рассмотрены в учебном пособии [Ершов СЭС. Ч.3]. Здесь мы остановимся только на рассмотрении некоторых особенностей, присущих электроснабжению промышленных предприятий.

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения 35–110–220 кВ к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и коммутационных аппаратов. В настоящее время эта прогрессивная СЭС широко применяется на ПП. На ПП средней мощности линии глубоких вводов 35–220 кВ обычно подключаются отпайками к сети (транзитным линиям) ЭС. На крупных ПП линии глубоких вводов, как правило, подводятся от узловой распределительной подстанции.

Линии электропередачи глубоких вводов проходят по территории ПП в виде радиальных кабельных или воздушных линий электропередачи или магистральных с ответвлениями и наиболее крупными пунктам потребления энергии. Таким образом, приём электроэнергии децентрализуется, т. е. производится не одной ГПП (ПГВ), а несколькими. Наибольший эффект принцип разукрупнения подстанций дает при нагрузках, размещенных во многих пунктах на большой территории, например, на горнодобывающих комбинатах, металлургических и химических заводах и т. п., на которых число ГПП (ПГВ) доходит до 10–15.

При применении глубоких вводов повышается надежность электроснабжения, т. к. в случае аварии выпадает одно небольшое звено СЭС, которое легче восстановить, чем при одной мощной ГПП. Уменьшаются рабочие токи и токи КЗ на вторичном напряжении; упрощается коммутация, и в ряде случаев удастся обойтись без реактирования линий или же применить групповые реакторы. Одновременно резко сокращаются распределительные сети вторичного напряжения 6–10 кВ, а, следовательно, значи-

тельно уменьшается протяженность кабельных линий и потерь электроэнергии в них. Улучшается возможность дальнейшего развития СЭС ПП.

Глубокие вводы выполняют по двум схемам:

- в виде магистральных воздушных линий, питающих несколько ПГВ напряжением 110–220 кВ; ПГВ исполняются отпаечными или транзитными;

- в виде радиальных кабельных или воздушных линий, питающих ПГВ по схеме «блока линия – трансформатор», такие ПГВ исполняют тупиковыми.

Магистральные глубокие вводы используются при нормальной или малозагрязненной окружающей среде в том случае, когда по территории ПП можно провести воздушные линии и разместить подстанции 110–220 кВ на территории ПП около соответствующих основных групп электроприемников. На рис. 2.4 показан пример глубокого ввода линий 110–220 кВ от УРП1 на территории крупного ПП, выполненного по магистральной схеме. Руководствуясь практикой проектирования СЭС ПП, не рекомендуется присоединять к одной магистрали 110,220 кВ более четырех подстанций при мощности трансформаторов до 16–25 МВ·А и более двух-трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

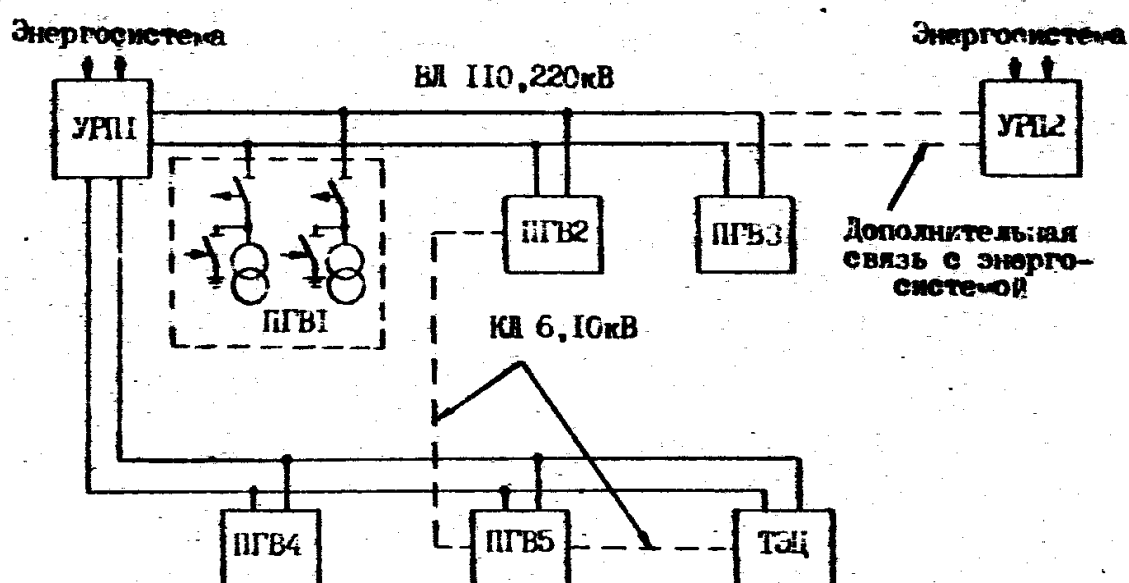


Рис. 2.4. Магистральная схема внешнего электроснабжения ПП

Радиальные глубокие вводы преимущественно следует применять при загрязненной окружающей среде, хотя в ряде случаев они могут оказаться целесообразными и при нормальной среде. Кабельные радиальные вводы напряжением 110–220 кВ применяют при стесненном расположении зданий и сооружений на территории ПП.

Схема электроснабжения крупного завода с применением радиальных глубоких вводов представлена на рис. 2.5. На схеме показаны варианты

ПГВ с короткозамыкателями и с передачей отключающего импульса ПГВ выполняются по упрощенной схеме – без выключателей и сборных шин на стороне первичного напряжения. Их целесообразно размещать рядом с производственными корпусами, а распределительные устройства 6–10 кВ таких ПГВ рекомендуется встраивать прямо в эти корпуса. Радиальные схемы глубоких вводов имеют определенные преимущества перед магистральными, т. к. аварии на одной линии или в трансформаторе не отражаются на работе других подстанций. Однако магистральные схемы значительно дешевле радиальных.

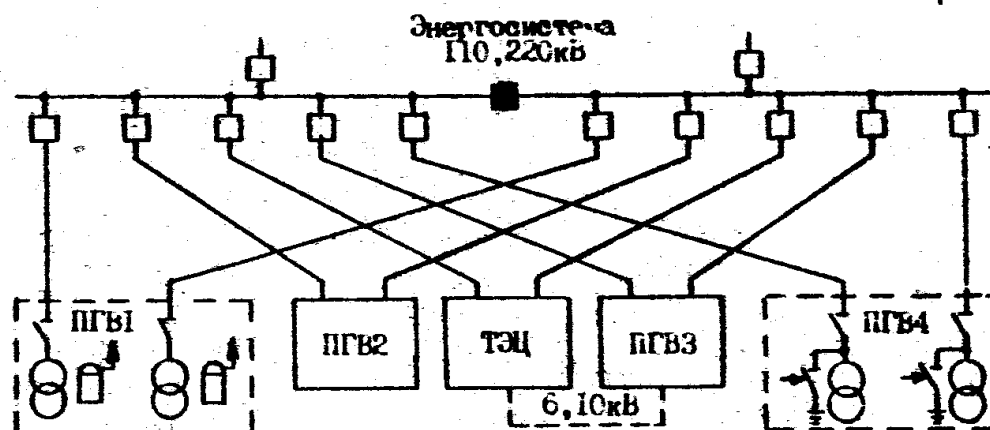


Рис. 2.5. Радиальная схема внешнего электроснабжения ПП

Примечание. С 80-х годов XX-го века короткозамыкатели и отделители начали заменять масляными, элегазовыми или вакуумными выключателями.

В связи с внедрением принципа разукрупнения подстанций 110–220 кВ существенно изменились взгляды на вопросы расширения и реконструкции подстанций. Проблема развития СЭС ПП решается теперь в большинстве случаев путем сооружения новых подстанций в центрах вновь возникающих нагрузок, а не путем наращивания мощности существующих подстанций. При этом действующие подстанции или совсем не затрагиваются, или же на них предусматриваются только связи с новыми подстанциями преимущественно на вторичном напряжении. Лишь в отдельных случаях на действующей подстанции целесообразно заменять установленные трансформаторы трансформаторами большей мощности, т. к. такие решения ведут к росту токов КЗ и возникновению проблем с термической и динамической устойчивостью электрооборудования существующих СЭС напряжением 6–10 кВ.

2.4. Схемы распределительных устройств на высшем напряжении ПС

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения ГПП (ПГВ) стремятся выполнить максимально простыми без сборных шин, на блочном принципе. На рис. 2.6 представлены схемы подстанций с минимальным числом коммутационных аппаратов. Применении этих схем целесообразно при размещении подстанций в районах плотной застройки ПП и с большим числом производственных коммуникаций.

Рассмотрим сначала радиальные схемы питания трансформаторов ГПП. Схема 2.6, а с глухим подводом кабелей (или воздушных линий) непосредственно к трансформатору является простейшей и рекомендуется для загрязненных зон, при плотной застройке ПП или же для питания трансформатора без газовой защиты мощностью 2,5–4 МВ·А. В данном случае при повреждении в трансформаторе защита трансформатора (реле К) должна передать импульс на отключение выключателя, установленного вначале питающей линии. Передача отключающего импульса может выполняться по проводам воздушной линии электропередачи с помощью высокочастотной аппаратуры, по отдельным воздушным или кабельным линиям связи, радиоканалу и по специально проложенным оптическим кабелям. Выбор способа передачи отключающего импульса должен осуществляться исходя из требований надежного и безаварийного отключения и оптимальных экономических показателей канала связи.

При относительно чистой стружающей среде и при питании по воздушным линиям возможна установка разъединителей (рис. 2.6, б, в). Имеются схемы с разъединителями и предохранителями типа ПСН и др. Конструкция предохранителей ПСН основана на использовании дугогасительных свойств винипласта или полихлорвинила. Они удобны в эксплуатации и экономичны. Однако имеют ряд недостатков:

- недостаточная чувствительность при перегрузке к малым токам повреждений;
- большой разброс защитных характеристик;
- возможность возникновения в сети неполнофазных режимов;
- увеличение времени перерыва в электроснабжении.

На рис. 2.6, г показана схема с воздушными линиями и установкой короткозамыкателей и разъединителей. При возникновении повреждения в трансформаторе под действием релейной защиты (газовой, дифференциальной) включается короткозамыкатель и создается искусственное КЗ линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии. Головной выключатель в данном случае защищает не только линию, но и трансформатор. Линия остается отключенной длительно, до ликвидации повреждения. Такие схемы ещё находятся в эксплуатации, но постепенно заменяются на схемы с элегазовыми или вакуумными выключателями.

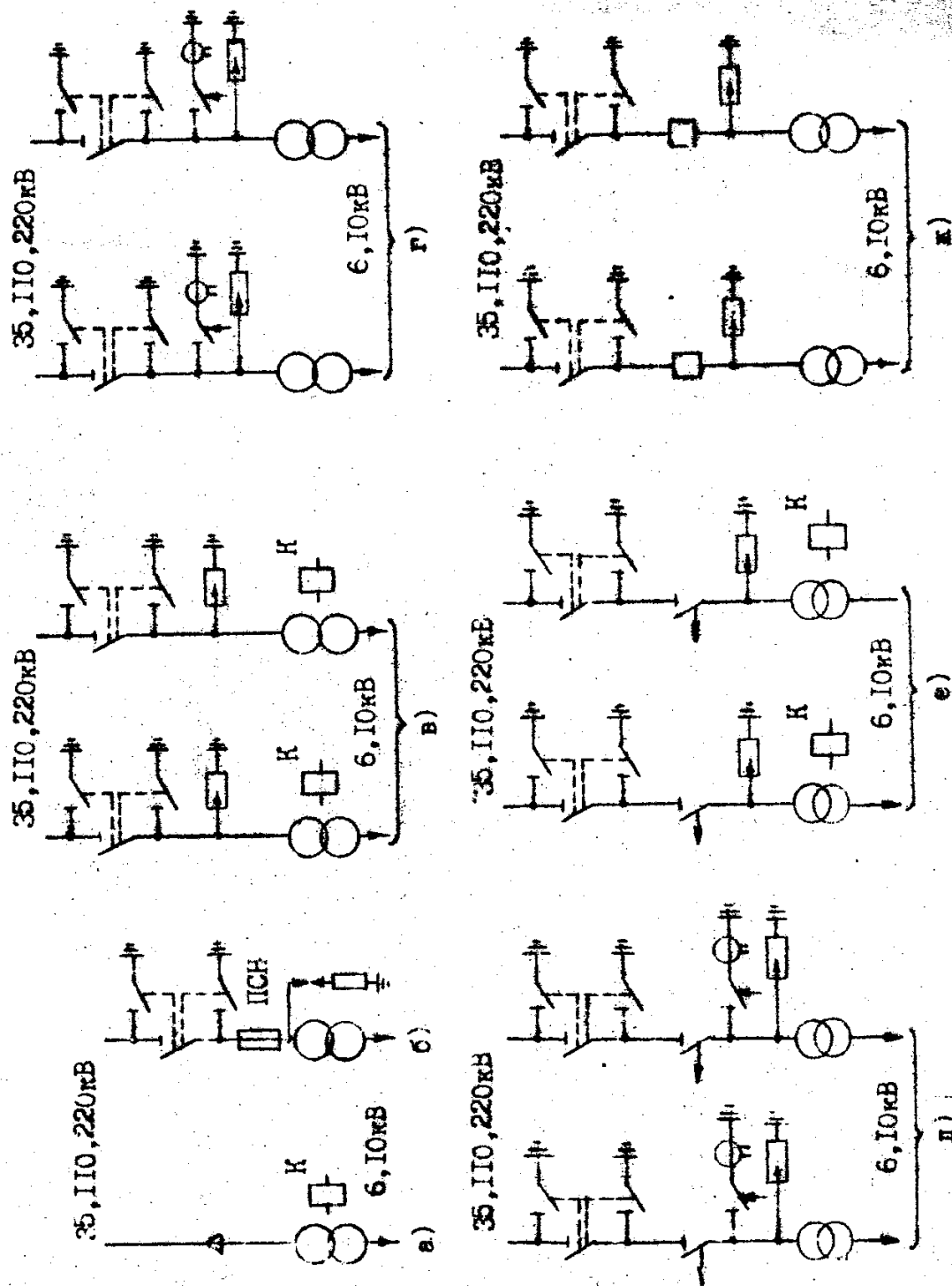


Рис. 2.6. Схемы ГПП напряжением 35–110–220 кВ без переключек между питающими линиями

Следующие две схемы применяются при питании от магистральной воздушной линии нескольких ГПП. Действие схемы (рис. 2.6. д) с установкой короткозамыкателей, отделителей и разъединителей происходит, например, в такой последовательности: при повреждении трансформатора замыкается короткозамыкатель, создается искусственное КЗ и отключается выключатель на головном участке питающей магистрали. В бестоковую паузу отключается отделитель, после чего автоматически с помощью устройства АПВ включается выключатель на головном участке – тем самым восстанавливается питание других отпаечных подстанций, подключенных к данной магистральной линии. Вместо включения короткозамыкателя может быть передан отключающий импульс (рис. 2,6, е). При этом короткозамыкатель можно сохранить для резервирования отключавшего импульса.

Схемы короткозамыкателями и отделителями обладают следующими особенностями:

- более сложны и имеют тот недостаток, что при повреждении любого трансформатора отключаются одновременно и все другие трансформаторы, подключенные к данной магистрали;

- требуется сложная блокировка с другими аппаратами, усложняется защита и автоматика при наличии на вторичном напряжении 6–10 кВ предприятия мощных синхронных двигателей, синхронных компенсаторов, связей с ТЭЦ и т. п.;

- с применением короткозамыкателей связано явление так называемого «километрического эффекта». Оно заключается в том, что при срабатывании короткозамыкателя (КЗ одной или двух фаз сети на землю в зависимости от вида режима нейтрали электрической сети) ток КЗ имеет значительную величину, и при отключении его головным выключателем питающей линии напряжение на контактах этого выключателя восстанавливается с повышенной скоростью. Это особенно опасно при малой длине питающей линии и использовании в качестве коммутационных аппаратов воздушных выключателей и может приводить к повреждению данных выключателей. Поэтому не рекомендуется применять короткозамыкатели при расстоянии между ГПП ПП и подстанцией ЭС менее 2–3 км.

Учитывая значительный экономический ущерб от перерывов электроснабжения на предприятиях чёрной, цветной металлургии и химических производств, а также большие мощности КЗ, при которых токи интенсивно разрушают подземные металлические коммуникации, возможность обледенения открытых токоведущих частей аппаратов при расположении ГПП в средней полосе или северных районах страны, применение короткозамыкателей на указанных ПП не рекомендуется. На ГПП таких ПП следует устанавливать масляные, элегазовые или вакуумные выключатели.

На рис. 2.6, ж приведена схема с выключателями, которая может быть применена для подстанций, питаемых как по магистральным, так и ради-

альным линиям 110–220 кВ. Эта схема может оказаться целесообразной, например:

- на подстанциях, расположенных близко от ИП, т. к. применение короткозамыкателей в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на ИП;
- на подстанциях с крупными синхронными двигателями, отключение которых даже на время бестоковой паузы (2–3 с) при применении схем (рис. 2.6, г, д) недопустимо или нежелательно;
- при присоединении подстанции к линии с двухсторонним питанием.

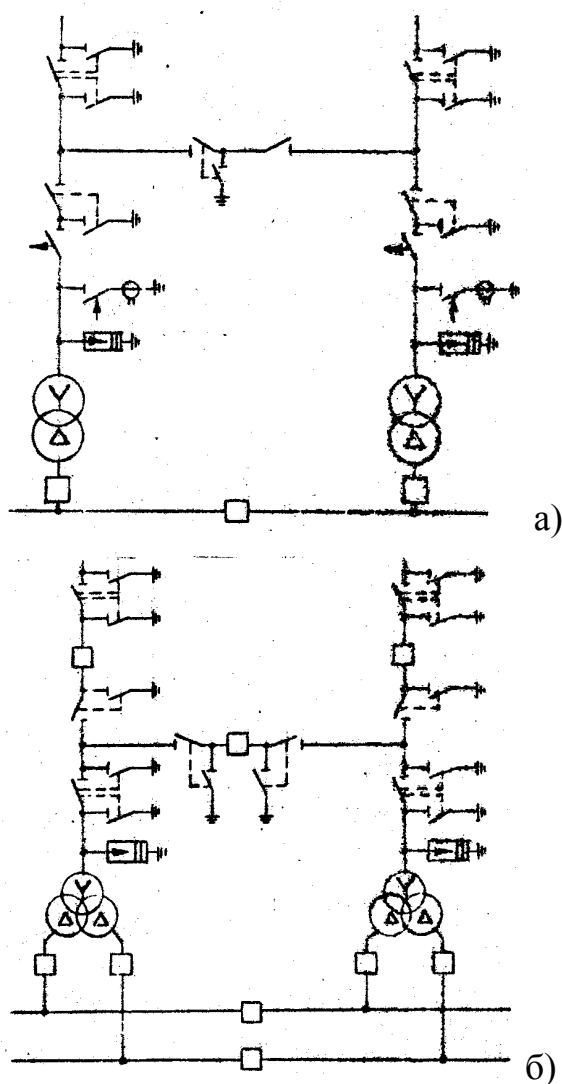


Рис. 2.7. Схемы ГПП напряжением 35–220 кВ с перемычками между питающими линиями

На рис. 2.7 представлены схемы с перемычками между питающими линиями на высшем напряжении 35–110–220 кВ ГПП. Эти схемы следует применять лишь при обосновании необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах их следует избегать, т. к. наличие дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению, увеличивает вероятность аварии на подстанции.

На рис. 2.7, а приведена схема с отделителями и короткозамыкателями на линиях с неавтоматизированной перемычкой из двух разъединителей. Эта перемычка позволяет питать оба трансформатора по одной линии при повреждении второй или во время её ремонта. В этой схеме также вместо короткозамыкателя может быть предусмотрен отключающий импульс. Имеется вариант схемы перемычки с отделителями вместо разъединителей.

На рис. 2.7, б представлена схема с выключателями, установленными как в питающих линиях, так и в перемычке. Схема находит применение при двухстороннем питании магистральных линий.

На двухтрансформаторных подстанциях напряжением 35–110–220 кВ следует применять, как правило, схемы без перемычек на первичном напряжении. Перемычки допускается предусматривать на подстанциях,

расположенных вне зон о загрязненной атмосферой, при значительном числе подстанций, присоединенных к одной линии [СН174-75, НТП-94], или при значительной перегрузке трансформаторов ГПП в послеаварийном режиме.

На рис. 2.8, а показана схема подключения трансформаторов ГПП к транзитной линии, которая широко применяется, в частности, при электро-снабжении городов. Нормально поток мощности транзитной линии передается через перемычку с выключателем В3. Трансформаторы Т1 и Т2 ГПП питаются соответственно через включенные выключатели В1 и В2. Перемычка с разъединителями нормально отключена. При ремонтах транзитной перемычки с выключателем В3 «разрывают» и включают перемычку с разъединителями.

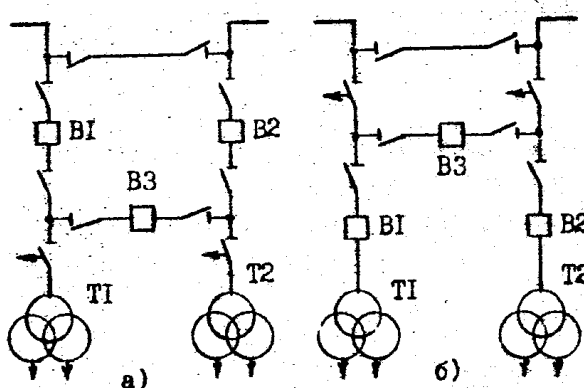


Рис. 2.8. Схемы включения трансформаторов ГПП к транзитной линии

Другой вариант питания трансформаторов ГПП от транзитной линии показал на рис. 2.8, б, Отличием данной схемы от предыдущей является более простое выполнение защиты трансформаторов Т1 и Т2, но большая сложность переключений в схеме при выводе в ремонт транзитной перемычки.

При применении схем, представленных на рис. 2.6–2.8, необходимо иметь в виду следующее:

- в схемах в основном показаны трансформаторы с нерасщепленными обмотками. Однако, в зависимости от мощности трансформаторов вторичные обмотки могут быть выполнены расщепленными;

- при напряжении 110 кВ с целью ограничения токов однофазного КЗ и обеспечения надёжной работы релейной защиты часть трансформаторов нормально работает с глухим заземлением нейтрали, а у части трансформаторов нейтрали разземляют (режим нейтрали каждого конкретного трансформатора определяется в результате специальных расчётов). Для защиты разземлённых нейтралей от перенапряжений устанавливают ограничители напряжения нелинейные, например, типа ОПН-110/56. Для осуществления операции разземления (при отключенном трансформаторе) параллельно ОПН включают заземляющий однофазный нож типа ЗОН-110;

- при напряжении 220 кВ нейтраль трансформатора заземляется наглухо, а при напряжении 35 кВ нейтраль изолирована или соединена с землей через дугогасящий реактор;

- при напряжении 35 кВ короткозамыкатель устанавливается в двух фазах, а при напряжениях 110 и 220 кВ – в одной фазе.

2.5. Схемы распределительных устройств низшего напряжения ПС

2.5.1. Схемы с одинарной системой сборных шин

Схемы с одинарной системой сборных шин (СШ) на подстанциях ПП применяются главным образом на напряжении 6–10 кВ на РП и распределительных устройствах вторичного напряжения ГПП, на средних и крупных цеховых подстанциях, от которых, кроме трансформаторов, питаются также электродвигатели, электропечи и другие электроустановки напряжением выше 1000 В.

Начиная с 60-х годов XX-го века закрытые распределительные устройства напряжением 6–10 кВ подстанций (ЗРУ-10 кВ) выполняются с использованием комплектных распределительных устройств (КРУ), из которых формируются секции сборных шин (1СШ, 2СШ). При одинарной системе сборных шин как вводные выключатели от силовых трансформаторов, так и отходящие от ЗРУ линии электропередачи могут подключаться только к одной секции сборных шин – отсюда и возник термин «одинарная система сборных шин».

При одинарной системе шин по сравнению с двойной системой шин надежность питания повышается вследствие сокращения числа коммутационных операций и уменьшения благодаря этому возможных ошибок при переключениях.

В зависимости от требуемой надежности электроснабжения и назначения подстанции одинарные системы сборных шин выполняются несекционированными или секционированными.

Схемы с одинарной несекционированной системой сборных шин (рис. 2.9) самые простые и дешевые. Но их нельзя применять на ответственных подстанциях, т. к. они имеют существенные недостатки:

- при необходимости ревизии или ремонта сборных шин или шинных разъединителей приходится отключать всю подстанцию и прекращать питание подключенных к ней электроприемников;
- в случае КЗ на шинах или любом ответвлении от них (до выключателей) прекращается питание всех электроприемников.

Поэтому схемы с одной несекционированной системой шин (рис. 2.9, а) применяются редко, главным образом, для питания подстанций по одной линии. Они пригодны для питания потребителей третьей категории. Для повышения надежности таких схем может быть предусмотрена резервная перемычка от соседнего РП (рис. 2.9, б).

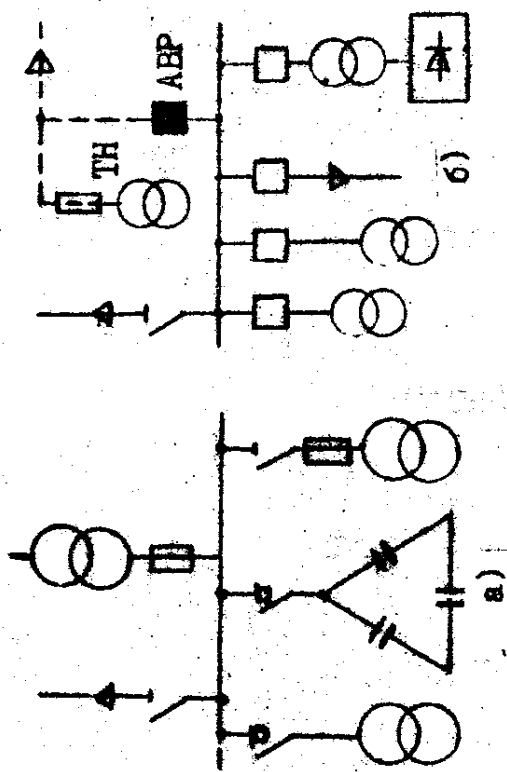


Рис. 2.9. Схема РП с одинарной несекционированной системой шин

Рис. 2.10. Схема РП с одинарной системой шин, секционированной разъединителем

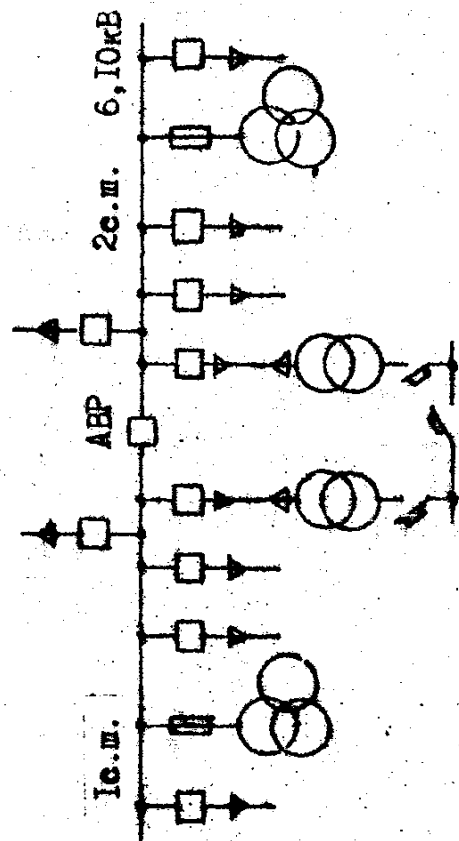


Рис. 2.11. Схемы РП с одинарной системой шин, секционированной выключателем

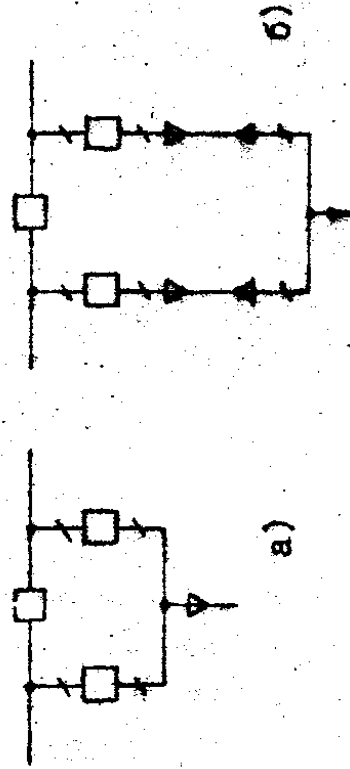
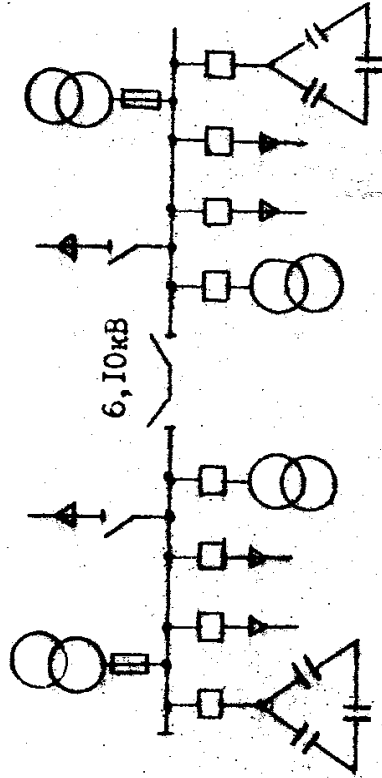


Рис. 2.12. Схемы подключения ответственных потребителей к секциям сборных шин

Обычно ЗРУ напряжением 6–10 кВ применяют с двумя и более секциями сборных шин. Каждая секция питается от отдельной линии или отдельного трансформатора. Число секций зависит от схемы электроснабжения и мощности питающих трансформаторов – при установке на подстанции двухобмоточных трансформаторов мощностью до 16 МВ·А включительно число секций обычно равно двум, а при установке на подстанции силовых трансформаторов мощностью 25 МВ·А и более с расщеплённой вторичной обмоткой число секций равно четырём. В качестве секционных аппаратов используются разъединители (рис. 2.10) или масляные или вакуумные выключатели (рис. 2.11). Секции работают отдельно и секционный аппарат нормально выключен. Такие схемы позволяют отключать секции для ревизии или ремонта сборных шин и шинных разъединителей при работе второй секции. При этом электроснабжение ответственных объектов не нарушается, т. к. они питаются обычно по двум линиям, присоединенным к разным секциям (рис. 2.11). Если же отключается одна из питающих линий и питаемая ею секция обесточивается, то питание секции можно восстановить путем включения секционного аппарата.

Отдельные наиболее ответственные электроприемники, кроме того, могут подключаться к секциям сборных шин через два выключателя и одну линию (рис. 2.12, а) или два выключателя и две линии (рис. 2.12, б).

На рис. 2.13 показана схема РП напряжением 6–10 кВ высокой надежности с одинарной системой шин, разделенной на четыре секции. Питание РП осуществляется от двухниточного токопровода 6–10 кВ. Сборные шины РП присоединены к токопроводам через два сдвоенных реактора, каждая ветвь которых присоединена к отдельной секции шин. Предусмотрены резервные связи с другими ближайшими РП или другим ИП.

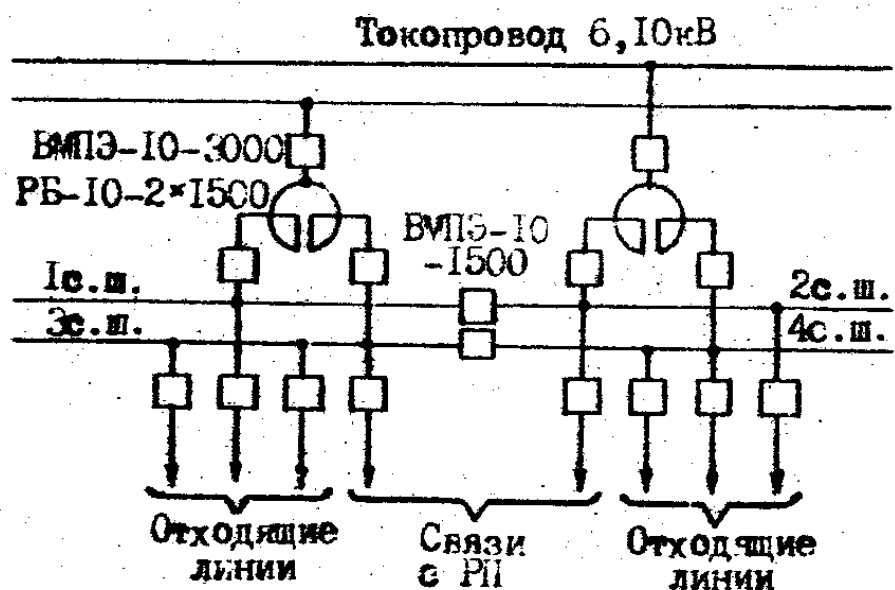


Рис. 2.13. Схема РП с одинарной системой шин, разделённых на четыре секции

На рис. 2.14 приведены возможные варианты схем присоединения понижающих трансформаторов ГПП (ПГВ) 110–220/6–10 кВ мощностью от 10 до 100 МВ·А к одинарной системе сборных шин распределительных устройств 6–10 кВ.

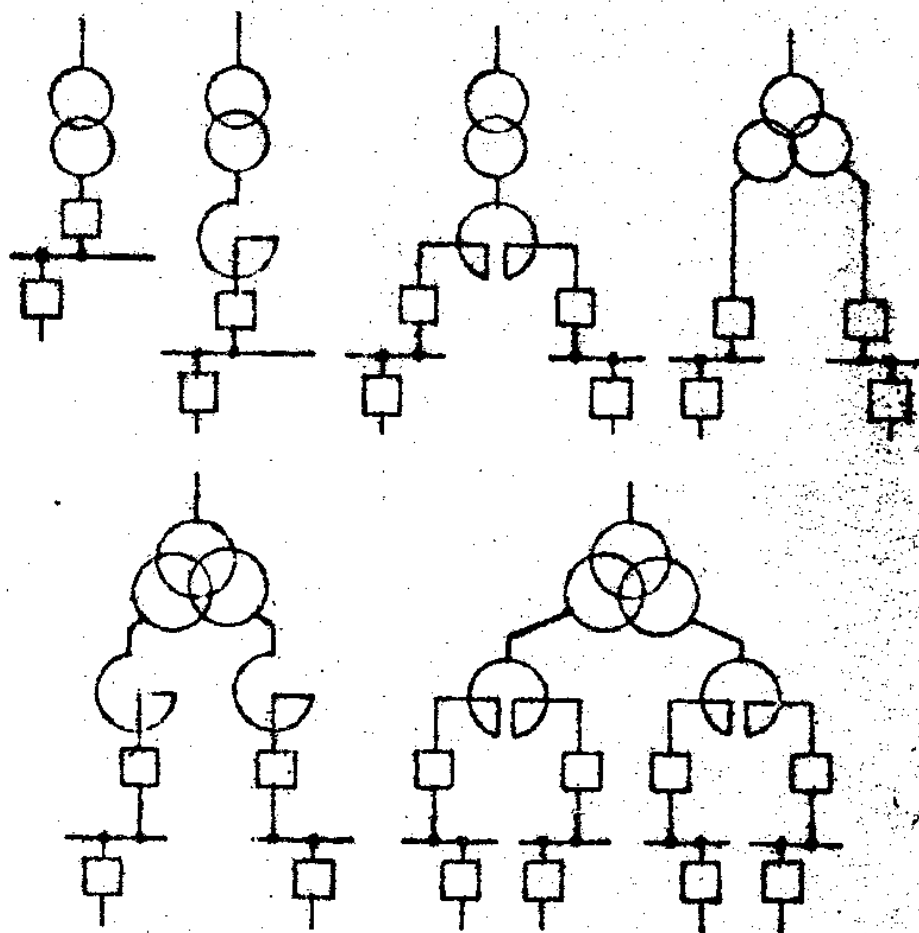


Рис. 2.14. Варианты схем присоединения трансформаторов ГПП к одинарной системе сборных шин вторичного напряжения

Итак, схемы с одинарной системой сборных шин при надлежащем их выполнении удовлетворяют требованиям, предъявляемым к подстанциям ГПП.

Рассмотрим примеры конструктивного исполнения закрытых распределительных устройств напряжением 6–10 кВ подстанций. Они, как правило, выполняются с использованием комплектных распределительных ячеек, из которых формируют секции сборных шин 1СШ и 2СШ – рис. 2.15 (рассмотрим на примере ячеек КРУ типа К-104).

Напряжение 10 кВ от силовых трансформаторов Т1 и Т2 на секции сборных шин 1СШ и 2СШ подаётся с помощью вводных выключателей, которые расположены соответственно в ячейках 3 и 4. Конструктивно вводные выключатели занимают по две ячейки – 5 и 3, 6 и 4.

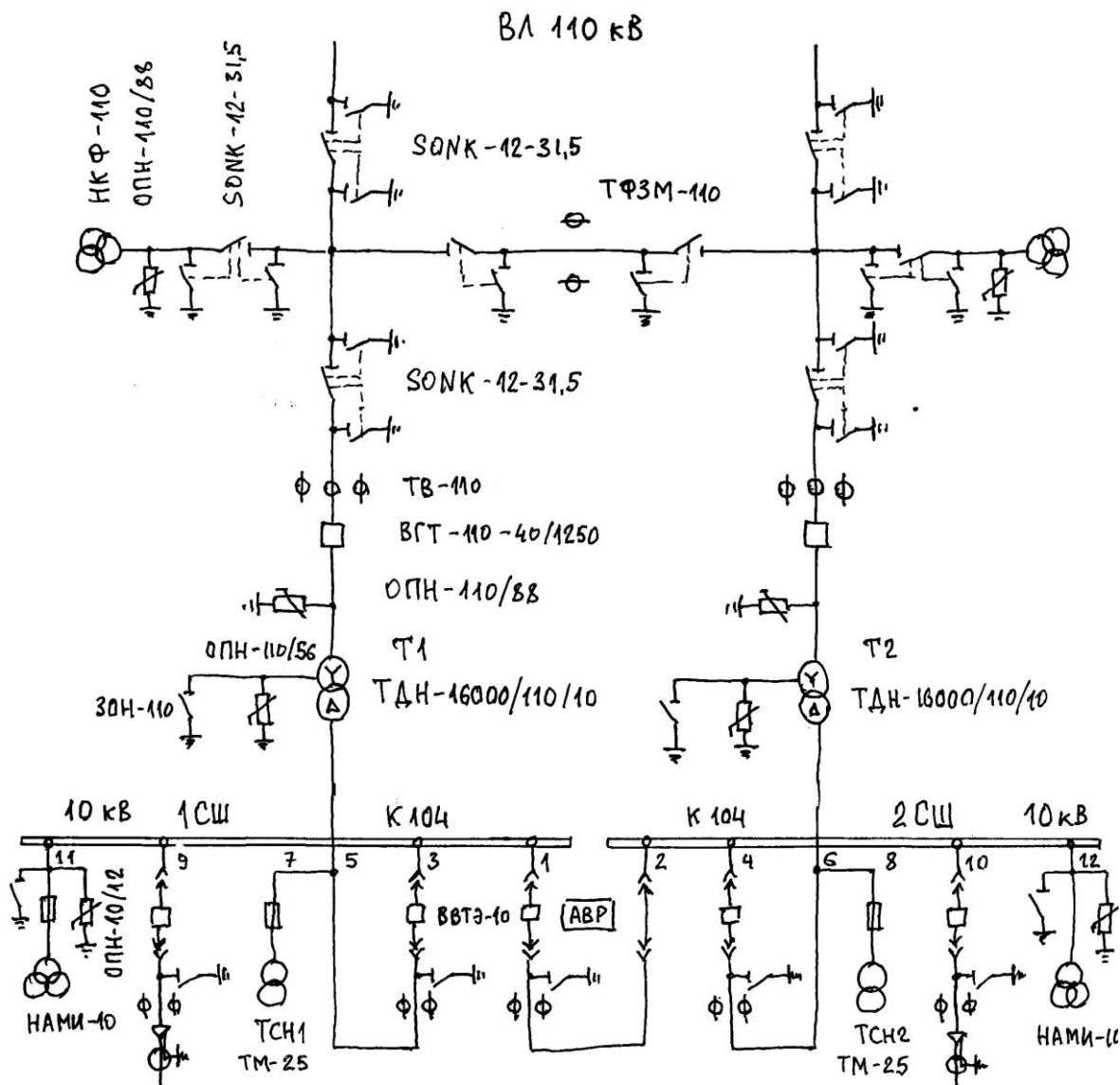


Рис. 2.15. Схема понизительной подстанции напряжением 110/10 кВ

Секции сборных шин 1СШ и 2СШ соединены секционным выключателем, расположенным в ячейке 1. При нормальной схеме электроснабжения (все элементы системы электроснабжения исправны и находятся в рабочем состоянии) секционный выключатель отключен. На этом выключателе установлено устройство автоматического ввода резерва (АВР).

Отходящие от подстанции кабельные линии напряжением 10 кВ подключаются к секциям сборных шин с помощью вакуумных или элегазовых выключателей (для примера показаны две ячейки 9 и 10). Общее число линий, подключаемых к одной секции, может достигать 20.

Для измерения используются фазные трансформаторы тока, трансформаторы нулевой последовательности и трансформаторы напряжения. Для защиты секций сборных шин к ним подключены нелинейные ограничители

ли перенапряжений типа ОПН-10/12. Для обеспечения безопасной работы при ремонтах электрооборудования в каждой ячейке предусмотрены заземляющие ножи.

Для питания устройств релейной защиты и автоматики, электромагнитов включения и отключения выключателей, подогрева выключателей и помещений подстанции, а также освещения в ячейках 9 и 10 ЗРУ-10 кВ установлены трансформаторы собственных нужд подстанции ТСН. ***Мощность трансформатора ТСН ориентировочно принимается равной 0,1 % номинальной мощности силового трансформатора подстанции.***

На рис. 2.16 приведён фрагмент схемы заполнения ячеек ЗРУ-10 кВ подстанции на основе КРУ типа КМ-1Ф.

2.5.2. Схемы с двойной системой сборных шин

В данной схеме (рис. 2.17, а) каждый выключатель может быть присоединен при помощи шинных разъединителей к любой системе (секции) сборных сборки шин. То есть, вводной выключатель от силового трансформатора через тот или иной шинный разъединитель может подключиться к 1СШ или 2СШ. Аналогично отходящая линия с потребителем может подключиться к 1СШ или 2СШ. Следовательно, при выводе из работы одной из секций сборных шин (аварийно или в ремонт) потребитель может получить питание от второй секции сборных шин – отсюда и возник термин «двойная система сборных шин». Другим вариантом исполнения двойной системы шин на напряжении 6–10 кВ является схема (рис. 2.17, б), в которой одна из систем шин разделяется на секции по числу вводов или понижающих трансформаторов, а другая выполняется несекционированной.

Схема с двойной системой сборных шин позволяет:

- ремонтировать сборные шины без перерыва питания потребителей;
- выделять одну из систем шин для испытания оборудования линий;
- осуществлять различные группировки цепей и присоединений;
- быстро восстанавливать питание потребителей при повреждении одной из систем шин.

Итак, достоинством рассмотренной двойной системы сборных шин является гибкость при переключениях в схеме и сохранение электроснабжения потребителей при выводе из работы любой из секций сборных шин.

Порядковый номер шкафа	9	11	13	15	17	19	20	18
Сборные шины 10кВ								
Схема первичных соединений								
Назначение шкафа	РП1	ТСМ	ВВ09	ТН	ТПЗ	секционный выключатель	секционные развальные	ТПЗ
Серия КРУ	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф	КМ-1Ф
Номинальное обозначение шкафа	03	605	15	201	03	46	102	03
Тип выключателя	ВК-10-630-20	ПКТ101-10-5	ВМПЭ-10-2000-31,5	ПКН001-10	ВК-10-630-20	ВК-10-1000-20	—	ВК-10-630-20
Типы трансформаторов тока и напряжения	ТЛМ-10-400-0,5/Р	ТНЗ-40	ТШЛ-10-2000-0,5/Р	3хЗНОЛ.09 РВП-10	ТЛМ-10-150-0,5/Р	ТЛМ-10-1000-0,5/Р	—	ТЛМ-10-150-0,5/Р
Марка и сечение кабелей	ААШу-10-3х18,5	—	—	—	ААБ-10-3х95	—	—	ААБ-10-3х95
Количество кабелей	2	—	—	—	1	—	—	1
Тип трансформатора тока нулевой последовательности	ТЗЛМ-10	—	—	—	ТЗЛМ-10	—	—	ТЗЛМ-10

Рис. 2.16. Фрагмент схемы заполнения закрытого распределительного устройства подстанции

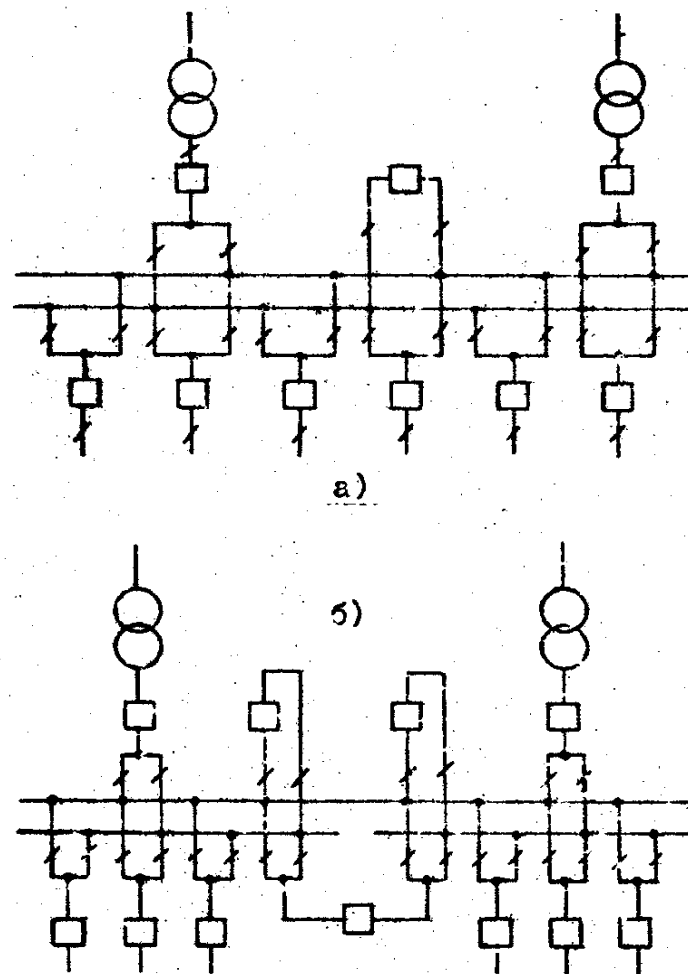
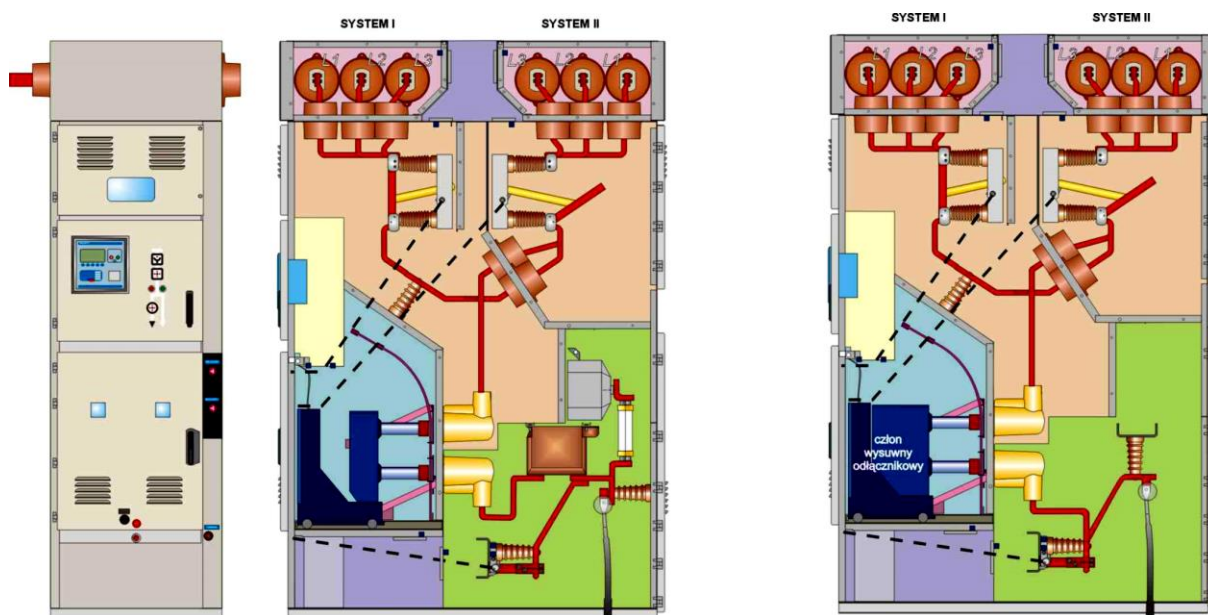


Рис. 2.17. Схема ГПП с двойной системой сборных шин



Ширина – 800 мм; глубина – 1800 мм; высота – 2770 мм

Рис. 2.18. Ячейки типа D-12-2S фирмы «Таврида электрик»

Однако распределительные устройства с двумя системами шин дороги, сложны в эксплуатации и требуют сложных блокировок. Анализ аварий, вызванных ошибочными действиями персонала при операциях с шинными разъединителями при двойной системе шин, показывает, что значительная часть их происходит вследствие неправильных переключений при переводе присоединений с одной системы шин на другую. Эти аварии вызывали тяжелые последствия и перерывы электроснабжения значительного числа ответственных электроприемников.

Широкое внедрение комплектных распределительных устройств (КРУ) также ограничивает возможность применения двойной системы шин: КРУ с двойной системой шин получаются чрезвычайно громоздкими и дорогими. В настоящее время фирма «Таврида электрик» начала выпускать ячейки распределительных устройств, позволяющих формировать двойную систему сборных шин – на рис. 2.18 показана ячейка отходящей линии, которая через трансформатор тока, вакуумный выключатель. Тот или иной шинный разъединитель может подключиться к 1СШ или 2СШ.

Схемы с двумя системами шин напряжением 6–10 кВ на ПП используются редко – на очень мощных подстанциях, например, на крупных узловых подстанциях с развитой электрической схемой соединений, с большим количеством отходящих линий и наличием резервных связей, а также применялись при строительстве подстанций до конца 50–60 годов прошлого века.

2.5.3. Схемы сборных шин с обходной системой

Схемы сборных шин с обходной системой применяют в тех случаях, когда необходимо обеспечить маневренность и гибкость при выполнении оперативных переключений, а также когда требуется частая ревизия выключателей по характеру их работы. Обходная система шин позволяет вывести в ревизию или ремонт любую систему шин и любой выключатель без перерыва питания. Ее можно присоединить к любой из основных систем шин через отдельный обходной выключатель. Одним из характерных примеров применения обходной системы шин на ПП являются мощные электропечные подстанции (рис. 2.19), на которых выполняются частые переключения, а используемые выключатели требуют частых ревизий, смены масла, зачистки контактов и т. п.

При проектировании СЭС ПП двойные системы сборных шин или схемы с обходной системой могут быть предусмотрены лишь при убедительном технико-экономическом обосновании.

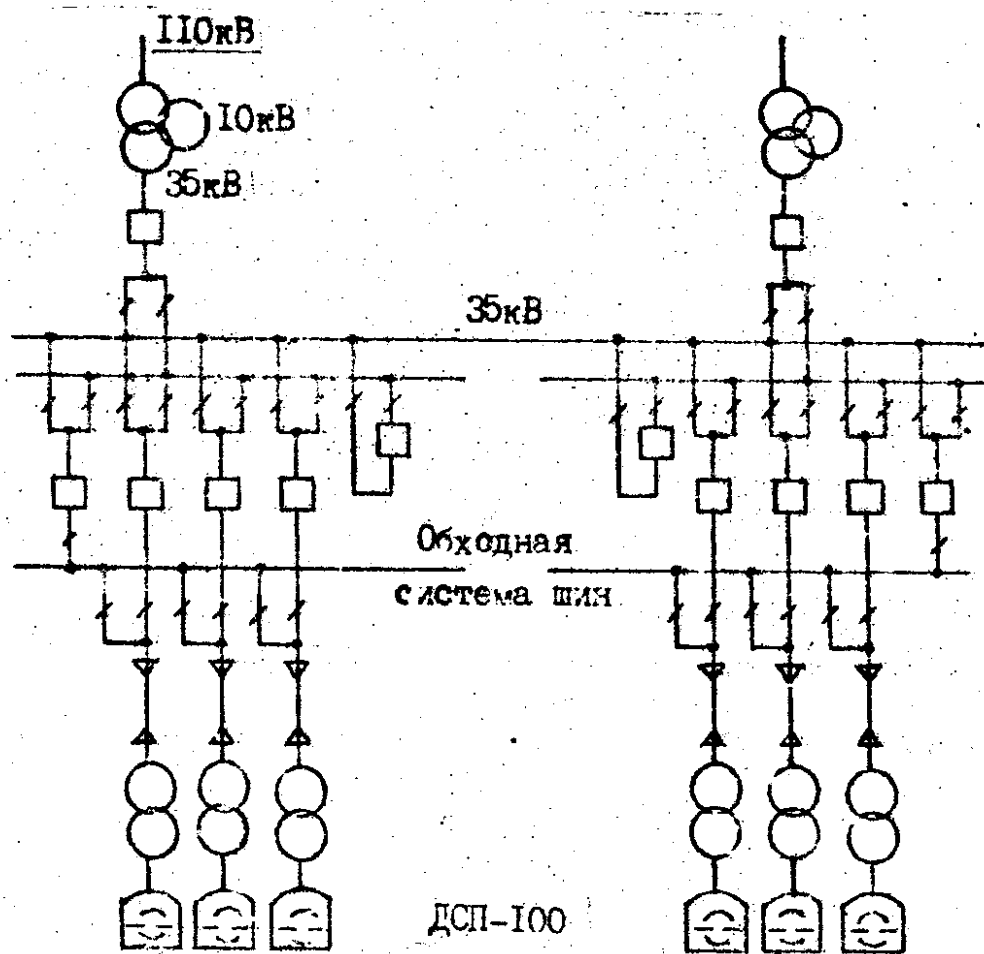


Рис. 2.19. Схема электропечной подстанции напряжением 35 кВ с обходной системой сборных шин

2.6. Типы и исполнения трансформаторов

На промышленных предприятиях в зависимости от напряжения внешнего электроснабжения 35–110–220 кВ на понижающих подстанциях могут быть установлены трансформаторы мощности от единиц до 63–80 МВ·А. Эти трансформаторы подразделяются на двухобмоточные с двумя обмотками, двухобмоточные с расщепленными обмотками вторичного напряжения и трёхобмоточные.

Двухобмоточный трансформатор с двумя обмотками (рис. 2.20, а) представляется упрощенной схемой замещения, состоящей из одного сопротивления. Это сопротивление Z_T (в относительных единицах) равно полному сопротивлению Z_K при трёхфазном КЗ за трансформатором и определяется по выражению

$$Z_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 S_{T.H}}, \quad (2.1)$$

где U_K – напряжение КЗ, %; S_B – базисная мощность, ВА; $S_{T.H}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА. Здесь и далее сопротивления приведены к базисным данным.

Для всех трансформаторов с высшим напряжением 35–110–220 кВ полное сопротивление можно считать равным его индуктивному сопротивлению $Z_T = X_T$. Для трансформаторов 6 и 10 кВ часто приходится рассчитывать активную составляющую полного сопротивления R_T , которая учитывается при расчетах токов КЗ в кабельных сетях 6 и 10 кВ и в сетях до 1 кВ, особенно при КЗ через переходное сопротивление.

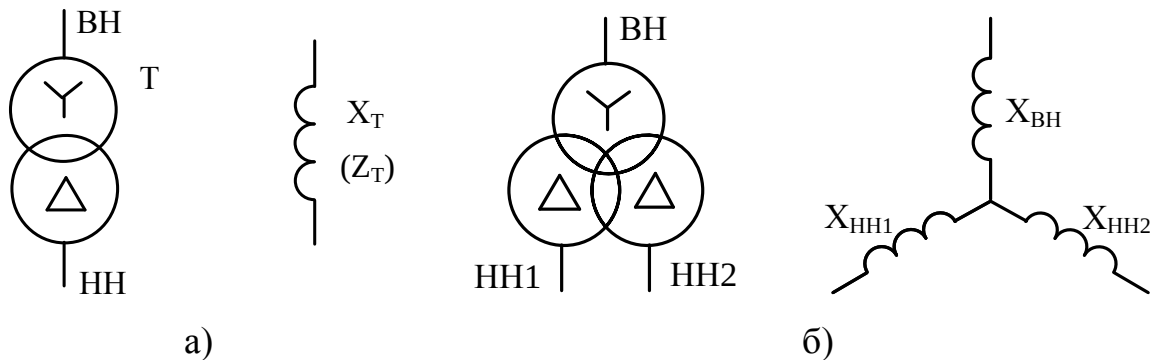


Рис. 2.20. Условные обозначения и схемы замещения двухобмоточных трансформаторов: а – с одной вторичной обмоткой; б – с расщеплёнными вторичными обмотками

Активное сопротивление трансформатора определяется по значению потерь активной мощности ΔP в его обмотках. В практических расчетах потери мощности в обмотках трансформатора принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора: $\Delta P = \Delta P_K$. Активное сопротивление трансформатора в относительных единицах

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_B}{S_{T.H}^2}, \quad (2.2)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, Вт.

Индуктивное сопротивление трансформатора в относительных единицах

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2.3)$$

Обычные двухобмоточные трансформаторы выполняются напряжением 35–110/6–10 кВ и мощностью от 1–2 до 16 МВ·А включительно. Кроме того, для питания на ПП потребителей с разными классами напряжения 6 и 10 кВ используют согласующие трансформаторы напряжением 6/10 кВ. На рис. 2.21 показан внешний вид силового трансформатора мощностью 16 МВ·А.

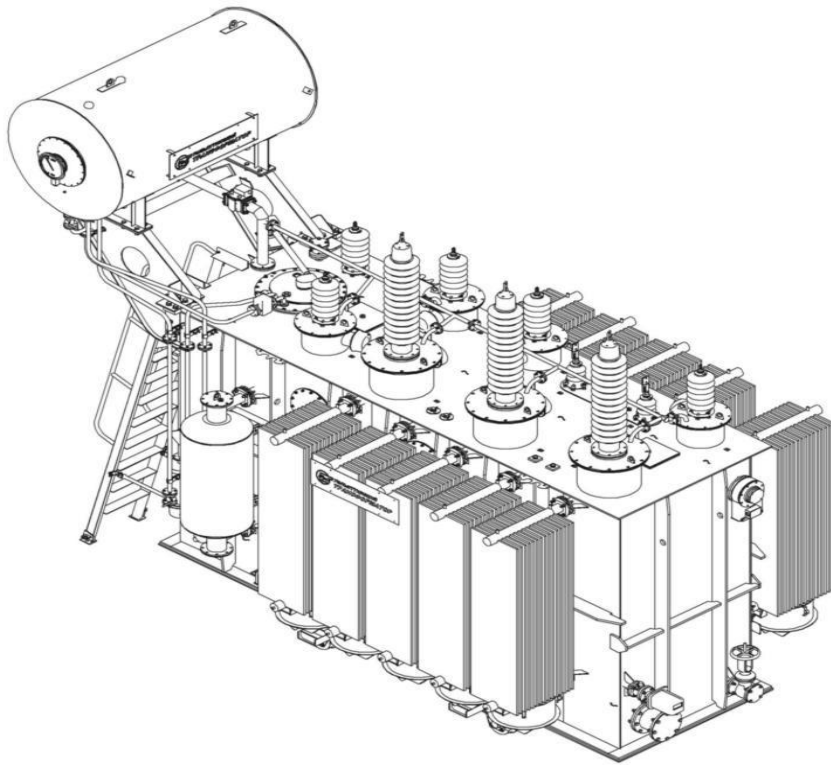


Рис. 2.21. Силовой трансформатор напряжением 110/10 кВ мощностью 6300 кВ·А

Трансформатор с расщепленными вторичными обмотками (рис. 2.20, б) представляется трехлучевой схемой, в которой один луч соответствует обмотке ВН ($X_{ВН}$), а два других – расщепленной вторичной обмотке НН, состоящей из двух обмоток НН₁ и НН₂. Сопротивления лучей для практических расчетов определяются по выражениям

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_{ВН-НН}; \quad (2.4)$$

$$X_{НН1} = X_{НН2} = 1,75 \cdot X_{ВН-НН}, \quad (2.5)$$

где $X_{ВН-НН}$ – сопротивление трансформатора определяется при объединении обеих вторичных обмоток по выражению (2.1) по значению $U_{К.ВН-НН}$, отнесенному к полной мощности трансформатора.

Расщепление вторичных обмоток силовых трансформаторов выполняют с целью ограничения токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения – ток снижается в 1,875 раза, т.к. индуктивное сопротивление равно (см. выражения 2.4 и 2.5)

$$X_K = X_{ВН} + X_{НН} = (0,125 + 1,75) \cdot X_{ВН-НН} = 1,875 \cdot X_{ВН-НН}. \quad (2.6)$$

Трансформаторы с расщепленными обмотками имеют, как правило, две вторичных обмотки, которые выполняются на одинаковые напряжения 6 или 10 кВ или на два разных напряжения 6 и 10 кВ. Каждая из вторичных обмоток может быть выполнена на 50 или 100% номинальной мощности трансформатора. Это позволяет экономично строить СЭС на напряжении 10 кВ при наличии большого числа электродвигателей на напряжение

6 кВ. Трансформаторы с расщепленными обмотками выпускаются мощностью от 25 до 80 МВ·А.

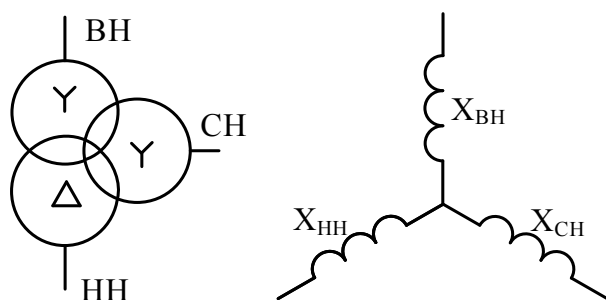


Рис. 2.22. Условное обозначение и схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Трёхобмоточный трансформатор (рис. 2.22) представляется трехлучевой схемой замещения. На схеме указаны индуктивные, а не полные сопротивления ветвей, потому что трёхобмоточные трансформаторы выпускаются мощностью не менее 6,3 МВА и их активное сопротивление в расчетах не учитывается.

Сопротивления лучей

$$X_{ВН} = 0,5(X_{ВН-СН} + X_{ВН-НН} - X_{СН-НН}); \quad (2.7)$$

$$X_{СН} = 0,5(X_{ВН-СН} + X_{СН-НН} - X_{ВН-НН}); \quad (2.8)$$

$$X_{НН} = 0,5(X_{ВН-НН} + X_{СН-НН} - X_{ВН-СН}). \quad (2.9)$$

В выражениях (2.7–2.9) сопротивления между обмотками $X_{ВН-СН}$, $X_{ВН-НН}$ и $X_{СН-НН}$ вычисляются по выражению (3.1) по соответствующим значениям напряжений КЗ $U_{К.ВН-СН}$, $U_{К.ВН-НН}$ и $U_{К.СН-НН}$, которые проводятся в паспортных данных трансформатора. Сопротивление одного из лучей примерно равно нулю: $X_{СН} \approx 0$ для стандартных трансформаторов, у которых $U_{К.ВН-СН} \approx 10,5\%$, а $U_{К.ВН-НН} \approx 17\%$. Однако в эксплуатации могут находиться трансформаторы с $X_{НН} \approx 0$, у которых $U_{К.ВН-СН} \approx 17\%$, а $U_{К.ВН-НН} \approx 10,5\%$.

Трёхобмоточные трансформаторы напряжением 110–220/35/6–10 кВ применяются на предприятиях большой мощности, на которых могут быть электротехнологические установки напряжением 35 кВ, например, дуговые сталеплавильные печи. Для получения напряжения 35 кВ трансформатор дополняют третьей обмоткой. Кроме того, на напряжении 35 кВ могут питаться соседние небольшие ПП, городские или удаленные потребители.

Силовые трансформаторы подстанций в качестве изоляции, а также в качестве охладителя используют трансформаторное масло. Различают систем охлаждения:

1. Естественное охлаждение масляного трансформатора (рис. 2.23, а). Применяется при мощности трансформатора до 6300 кВ·А.

2. Масляное охлаждение с воздушным дутьём. (рис. 2.23, б) На каждом радиаторе 5 трансформатора устанавливается по два вентилятора 8, которые обдувая поверхности радиаторов, позволяют увеличить теплоотдачу на 50 % и более.

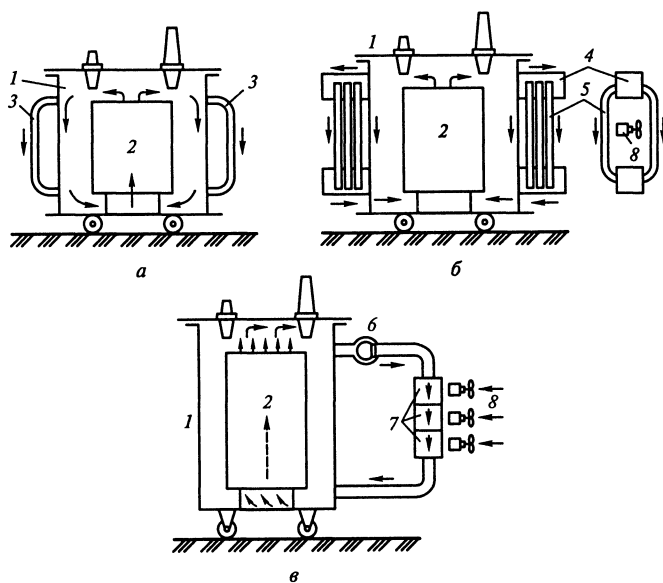


Рис. 2.23. Системы охлаждения трансформаторов

3. Масляное охлаждение с принудительной циркуляцией масла в активной части трансформатора (рис.2.23, в). К баку трансформатора подключают центробежный насос 6, обеспечивающий циркуляцию масла вдоль поверхностей магнитопровода и обмоток – благодаря этому удаётся увеличить пропускную способность трансформатора.

В обозначении типа трансформатора присутствуют следующие буквы: М – естественная циркуляция масла и воздуха; Д – естественная циркуляция масла и принуди-

тельная воздуха; ДЦ – принудительная циркуляция масла и воздуха; Ц – принудительная циркуляция масла и охлаждающей воды. Дополнительные обозначения: Н – регулирование напряжения под нагрузкой.

Электротехническая промышленность в 1985–1986 гг. начала освоение новой серии силовых понижающих трансформаторов 110/10 кВ с форсированной системой охлаждения. Отличительной особенностью новой серии является многоступенчатая система охлаждения на основе введения дополнительно к стандартным системам охлаждения вида М и Д форсированной системы охлаждения вида НДЦ, включающей в себя направленную принудительную циркуляцию масла в активной части, принудительную циркуляцию масла в радиаторах системы охлаждения вида Д и дополнительную установку на баке трансформатора охлаждающих устройств системы охлаждения вида ДЦ.

Освоена следующая шкала этой серии трансформаторов:

$$\begin{aligned} & \text{ТНДЦН}-\frac{10000}{6300}/110; \text{ТНДЦН}-\frac{16000}{10000}/110; \text{ТНДЦН}-\frac{25000}{16000}/110; \\ & \text{ТРНДЦН}-\frac{40000}{25000}/110; \text{ТРНДЦН}-\frac{63000}{40000}/110; \text{ТРНДЦН}-\frac{80000}{63000}/110. \end{aligned}$$

В обозначении трансформаторов в числителе указана номинальная мощность $S_{\text{Тном}}$, соответствующая наиболее эффективной системе охлаждения НДЦ, а в знаменателе проектная мощность $S_{\text{Тпр}}$ при использовании системы охлаждения вида Д. Таким образом, в зависимости от применяемой системы охлаждения новая серия трансформаторов может работать с различной передаваемой через них мощностью. Следует отметить, что

активная часть трансформатора (магнитопровод и обмотки) выполнены на проектную мощность $S_{T.пр}$ [Барыбин-1990, табл. 2-103].

Трансформаторы новой серии предназначены для установки на подстанциях промышленных предприятий и энергосистем. Их применение обеспечит уменьшение капитальных вложений в строительство подстанций за счет снижения оптовой цены трансформаторов и сопутствующих капитальных вложений. Дополнительная экономия может быть получена за счет понижения напряжения КЗ – при отказе от установки токоограничивающих реакторов – например, для трансформаторов типа ТРНДЦН- $\frac{63000}{40000}/110$.

Некоторые специфические потребители (дуговые сталеплавильные печи, прокатные станы и др.) характеризуются большим числом ударных толчков нагрузки. Для таких потребителей выбирают трансформаторы с существенно большей номинальной мощностью, что приводит к её недоиспользованию и низкому коэффициенту загрузки трансформатора. Для повышения степени загрузки разработаны специальные трансформаторы напряжением 110–220 кВ, предназначенные для питания резкопеременной нагрузки. Например, трансформатор типа ТРНДМ- $\frac{63000}{100000}/110$ при номинальной мощности $S_{T.ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ допускает пиковую мощность $S_{T.пик} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Буква М в типе обозначает, что трансформатор предназначен для питания главных приводов прокатных станов и трансформаторных агрегатов дуговых сталеплавильных печей металлургических предприятий. Информация о технических параметрах этих трансформаторов приведена в [Барыбин-1990, табл. 2-102].

Понижающие силовые трансформаторы, применяемые в электрических сетях промышленных предприятий, выполняют с 11-й или 0-й группами соединения обмоток. Для разных классов напряжения применяют следующие группы соединения обмоток:

- двухобмоточные или с расщепленной обмоткой $Y_H/\Delta-11$ и $Y_H/\Delta-\Delta-11$ с напряжениями 110–220/6–10 кВ;
- двухобмоточные $Y/\Delta-11$ с напряжениями 20–35/6–10 кВ;
- трехобмоточные $Y_H/\Delta/\Delta-11-11$ или с напряжениями 110–220/35–110/6–10 кВ. Некоторые трёхобмоточные трансформаторы имеют 0-ю группу соединения первичной и средней обмоток – $Y_H/Y/\Delta-0-11$.

2.5. Особенности электроснабжения ГПП с загрязненной и агрессивной средой и в районах Крайнего Севера

Многие производства выделяют различные вещества, загрязняющие окружающую среду и отрицательно действующие на изоляцию и на неизо-

лированные токоведущие части подстанций ПП. Наибольшее число вредных выделений происходит на химических и металлургических заводах. Так, на металлургических заводах многие производства выделяют вредные газы (сернистый ангидрид, окись углерода, углеводороды), а также фенол, пыль (рудную, угольную, шлаковую, графитную) и т. д. Образовавшаяся на осевшей пыли пленка на изоляторах в сырую погоду становится проводящей. Это вызывает аварии на воздушных линиях электропередачи и на подстанциях с открытыми распределительными устройствами высшего напряжения.

Радикальными направлениями повышения надежности СЭС в рассматриваемых случаях являются применение рациональных проектных решений в схемах электроснабжения, удачное размещение подстанций и специальное их конструктивное выполнение.

Схемы коммутации подстанций должны иметь минимальное число аппаратов. Чем больше на подстанции аппаратов, изоляторов, голых токоведущих частей и контактов, тем больше вероятность их загрязнения и повреждения. Нужно применять встроенные трансформаторы тока, измерение и защиту строить, таким образом, чтоб не применять трансформаторы напряжения на стороне первичного напряжения 35–220 кВ.

Для ПГВ напряжением 35–220 кВ в зонах с загрязненной средой целесообразно применять преимущественно радиальные кабельные или воздушные линии по схеме «блока линия – трансформатор» (линии к трансформатору подключаются наглухо или через ремонтный разъем). Питание таких подстанций нужно осуществлять от УРП, расположенных за границами зоны загрязнения. На УРП размещается вся коммутационная аппаратура и осуществляется защита питающих линий трансформаторов ГПП.

Когда приходится все же применять в зоне с загрязненной средой отпаечные подстанции (см. рис. 2.4), то нужно выбирать наиболее простую схему коммутации. Не следует устраивать перемычки (мостики) между двумя линиями: рекомендуется исключать короткозамыкатель и применять схему с передачей отключающего импульса. Можно отказаться от разъединителя и применять ремонтный разъем. Тогда в схеме останется только отделитель, и она приблизится к простейшей, с глухим присоединением трансформаторов при радиальном питании. Трансформаторы во всех зонах загрязнения допускается устанавливать открыто, но с применением усиленной изоляции вводов.

Наиболее надежными и компактными для загрязненных зон являются герметизированные комплектные распределительные устройства, заполненные элегазом.

При выборе схемы и конструкции распределительных устройства следует руководствоваться минимальными защитными интервалами, приведенными в [СН 174-75, НТП-94] для разных отраслей промышленности.

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты к размещению и выполнению подстанций предъявляют дополнительные специальные требования, обусловленные метеорологическими условиями, низкой температурой, гололёдом, большими снежными заносами и т. д. Эти условия затрудняют быстрое восстановление повреждений и требуют несколько повышенного резервирования и высокого качества электрооборудования, которое выбирается холодно устойчивого исполнения с температурой до -60°C .

Выбираются простейшие схемы коммутации вплоть до глухого присоединения воздушных питающих линий 110–220 кВ к трансформаторам или же с подводом питающих кабельных линий непосредственно к трансформатору. При более сложных схемах применяются масляные или элегазовые выключатели, т. к. отделители и короткозамыкатели вызывают много затруднений в эксплуатации и требуют частой профилактики, или ГПП с закрытыми распределительными устройствами напряжением 35–110–220 кВ. Пример закрытой подстанции напряжением 110/10 кВ рассмотрен в [СЭС, Часть 3].

3. ВЫБОР СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1. Техничко-экономические расчёты в электроснабжении

На приобретение материалов, электрооборудования, строительство, монтаж наладку и введение в действие системы электроснабжения тратятся значительные материальные ресурсы и денежные средства. Поэтому её экономичность имеет большое значение. При выборе СЭС необходимо проводить технико-экономические расчеты, которые регламентируются директивными документами, в частности, типовой методикой определения экономической эффективности капитальных вложений. Экономически выгодным решением считают вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат Z , руб.,

$$Z = \sum_i E_{\text{нi}} \cdot K_i + \sum_i I_i + Y, \quad (3.1)$$

где $E_{\text{нi}}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений в соответствии с нормативными документами принимаются равен 0,12; K_i – единовременные капитальные вложения по рассматриваемому варианту, руб.; I_i – ежегодные эксплуатационные расходы, руб.; Y – ущерб от перерывов электроснабжения, руб.

Ежегодные эксплуатационные расходы (издержки производства при нормальной эксплуатации)

$$I_i = \sum_i E_{\text{a.i}} \cdot K_i + \sum_i E_{\text{p.o.i}} \cdot K_i + \sum C_{\text{эi}}, \quad (3.2)$$

где $E_{\text{a.i}}$ – коэффициент отчислений на амортизацию (на реновацию и капитальный ремонт); $E_{\text{p.o.i}}$ – коэффициент отчислений на текущий ремонт и обслуживание; $C_{\text{эi}}$ – стоимость потерь электроэнергии, руб.

При технико-экономических сравнениях вариантов СЭС с различной степенью надежности должен приниматься во внимание народнохозяйственный ущерб Y от перерывов электроснабжения потребителей. Оценка ущерба является составной частью расчетов надежности электроснабжения, которые подробно рассматриваются в курсе «Надежность СЭС ПП». Определение ущерба не производится для равнонадёжных вариантов, а также для потребителей особой группы первой категории надёжности, перерыв в электроснабжении которых недопустим из-за особой важности или возможности катастрофических последствий, угрозы жизни людей и т. п.

При проектировании СЭС ПП наряду с выбором общей схемы электроснабжения и определением целесообразной мощности силовых трансформаторов производится выбор рациональных напряжений, поскольку последними в значительной мере определяются параметры линий электропе-

редачи и устанавливаемого оборудования подстанций и электрических сетей, а, следовательно, объёмы капиталовложений, расход цветного металла и эксплуатационные расходы, в том числе потери электроэнергии.

Как правило, выбор схемы и выбор уровней напряжения неразрывно связаны и взаимно обусловлены. Это, прежде всего, касается внешнего электроснабжения. При проектировании сначала намечают варианты возможных схем передачи и распределения электроэнергии, учитывая имеющиеся напряжения источников питания и другие влияющие факторы.

3.2. Выбор напряжения схемы внешнего электроснабжения

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи и другими факторами.

Для питания промышленных предприятий электроэнергией используется ряд стандартных напряжений: 6, 10, 20, 35, 110 и 220 кВ.

Напряжения 6 и 10 кВ применяют лишь при наличии собственной электростанции (ТЭЦ) предприятия или близко расположенной районной подстанции энергосистемы. Напряжение 20 кВ как промежуточное между напряжениями 10 и 35 кВ пока не получило распространения. Одной из основных причин этого является ограниченная номенклатура выпускаемой нашей промышленностью электрооборудования на данное напряжение.

Область применения напряжения 35 кВ сейчас сужается в результате увеличения потребляемой ПП мощности, единичной мощности электро-термических и других электроустановок. В то же время область использования напряжений 110 и 220 кВ расширяется. Этому, в частности, способствует уменьшение минимальной мощности трансформаторов 110/0,4 кВ до 2,5 МВ·А.

На напряжении 110 кВ осуществляются преимущественно глубокие вводы на территории ПП. Для питания крупных ПП используют напряжения 110 и 220 кВ.

Как уже указывалось, выбор схемы и напряжения СЭС производится на основании технико-экономических расчетов, т. е. сопоставления технических и экономических показателей рассматриваемых вариантов.

К основным техническим показателям относятся:

- величина принимаемого напряжения;
- потери напряжения в элементах сети;
- потери электроэнергии;
- расход цветного металла.

К экономическим показателям относятся:

- капитальные вложения;

- эксплуатационные расходы;
- ежегодные приведенные затраты;
- ущерб от ненадежности электроснабжения.

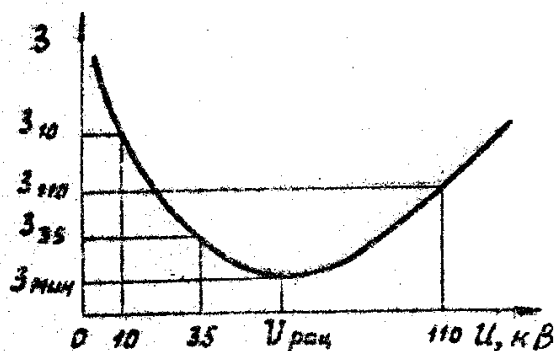


Рис. 3.1. Зависимость $Z = f(U)$

Если построить зависимость ежегодных приведенных затрат Z от напряжения U схемы внешнего электроснабжения, то она будет иметь минимум (рис. 3.1). Минимум этой кривой (минимуму ежегодных приведенных затрат $Z_{\min}$) соответствует напряжение $U_{\text{рац}}$, называемое рациональным напряжением. Для энергоёмких ПП минимум может получиться и при напряжении более 110 кВ.

В действительности возможно применить не любое напряжение, а лишь стандартные напряжения $U_{\text{ст}}$ из указанного выше ряда. Поэтому зависимость $Z = f(U)$ может быть представлена в виде нескольких точек. Очевидно, что в общем случае напряжения $U_{\text{рац}}$ и $U_{\text{ст}}$ различны. Однако знание величины $U_{\text{рац}}$ важно, т. к. при этом можно выбрать два ближайших стандартных напряжения $U_{\text{ст}1}$ и $U_{\text{ст}2}$, из которых одно меньше ($U_{\text{ст}1} \leq U_{\text{рац}}$), а другое больше ($U_{\text{ст}2} \geq U_{\text{рац}}$) рационального напряжения, и затем сравнить технико-экономические показатели вариантов рассматриваемых схем электроснабжения с принятыми напряжениями $U_{\text{ст}1}$ и $U_{\text{ст}2}$.

Для оценки величины нестандартного рационального напряжения могут быть использованы следующие формулы, кВ [Фёдоров-84]

– Вейкерта (ГДР)

$$U_{\text{рац}} = 3\sqrt{S} + 0,5 \cdot L; \quad (3.3)$$

– Стилла (США)

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{L + 16P}; \quad (3.4)$$

– инженеров Швеции

$$U_{\text{рац}} = \sqrt{\frac{L}{16}} + P, \quad (3.5)$$

где S или P – передаваемая полная или активная мощность, МВ·А или МВт; L – расстояние от предприятия до источника питания, км.

Расчеты по этим формулам дают хорошо совпадающие результаты, хотя следует иметь в виду, что оценки рационального напряжения $U_{\text{рац}}$ являются ориентировочными.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения необходимо выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели.

При выборе напряжения рекомендуется принимать вариант с более высоким напряжением даже при равенстве ежегодных приведенных затрат или в случае, если последние на 10–15 % превышают ежегодное приведенные затраты другого (других) вариантов.

3.3. Выбор схемы внешнего электроснабжения

Промышленные предприятия получают электрическую энергию, как правило, от районных понижающих подстанций энергетической системы на напряжении 220, 110, 35 и сравнительно редко 10 или 6 кВ. В схему внешнего электроснабжения входят главная понизительная подстанция или центральный распределительный пункт, воздушные или кабельные линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до предприятия и коммутационные аппараты отходящих линий этой подстанции.

Схема внешнего электроснабжения должна обеспечивать требуемую надежность питания потребителей ПП. С этой целью предусматривают, как правило, две линии электропередачи от источника до ПП. В редких случаях применяют одну линию (при наличии резервного источника) либо более двух (для передачи необходимой мощности или обеспечения повышенной надежности электроснабжения).

В зависимости от расстояния от предприятия до источника питания, передаваемой мощности, наличия собственной электростанции и т. д. на предприятии предусматривают установку ГПП или ЦРП либо намечают для сравнения оба варианта. При общей нагрузке 80–100 МВ·А и более решается вопрос о строительстве на предприятии двух и более питающих подстанций.

При рассмотрении вариантов внешнего электроснабжения необходимо выбрать схемы на два напряжения, отвечающие требованиям надежности электроснабжения проектируемого предприятия, его технологическим особенностям и условиям окружающей среды. Для каждого варианта рисуются однолинейные электрические схемы, на которых показывается коммутационная аппаратура подстанции энергосистемы, воздушные или кабельные линии электропередач, элементы ГПП или ЦРП, а именно: коммутационная защитная аппаратура на стороне высшего напряжения, силовые трансформаторы, вводные и секционные выключатели на стороне низшего напряжения. Около каждого элемента схемы указывается его тип со всеми основными номинальными данными, а для разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и выключателей – тип привода. Пример схемы внешнего электроснабжения предприятия показан на рис. 3.2.

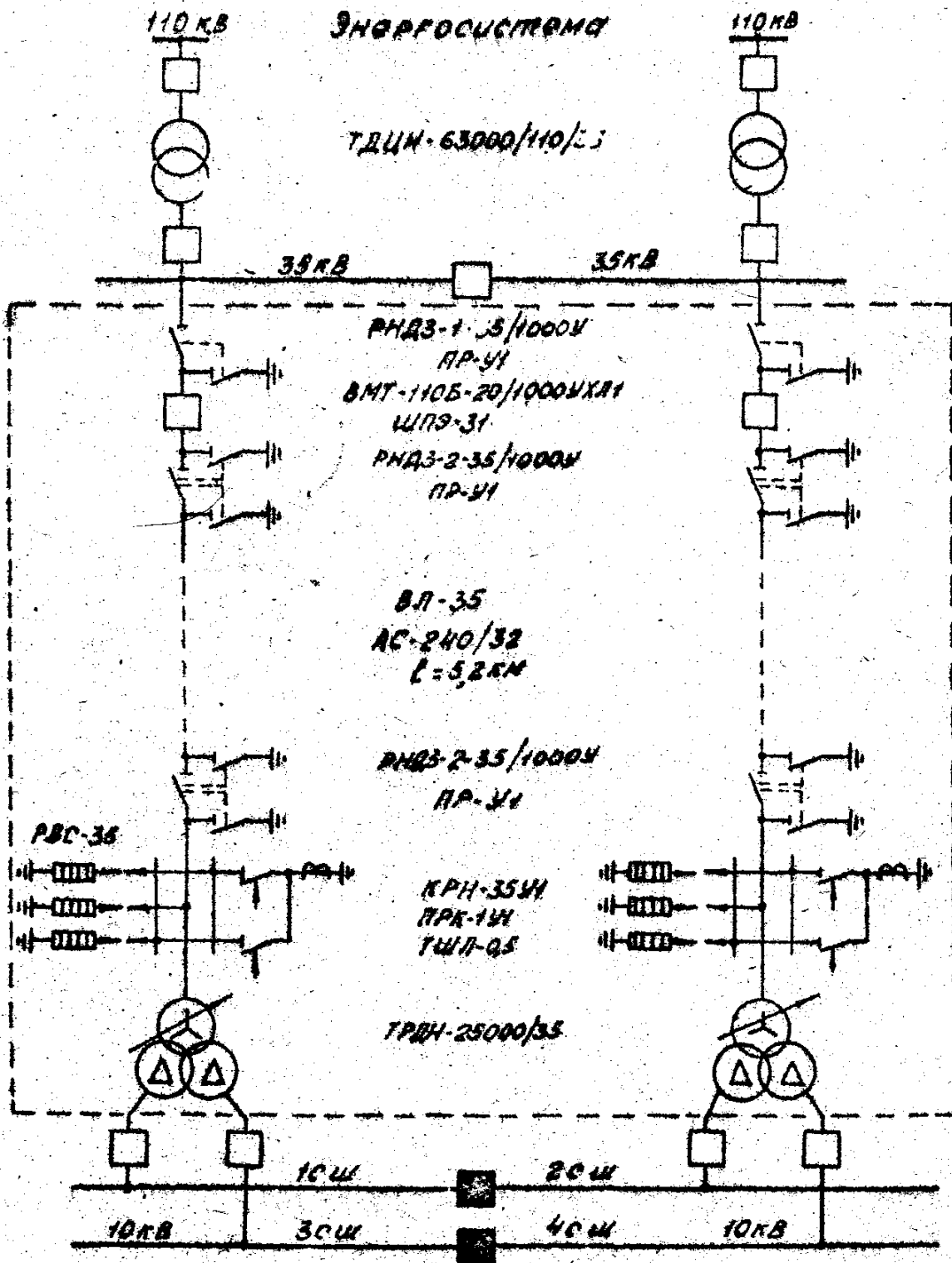


Рис. 3.2. Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжении 35 кВ

3.4. Выбор числа и мощности трансформатора ГПП

При установке на промышленном предприятии одной главной понижительной подстанции и отсутствии электрической связи с другими источниками трансформаторы ГПП питают всю нагрузку предприятия. В этом случае *на ГПП устанавливается, как правило, два силовых трансформатора*. Это обеспечивает необходимую надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии предприятия всех категорий при достаточно простой схеме и конструкции понизительной подстанции.

Однотрансформаторные ГПП применяются редко, когда могут быть обеспечены:

- автоматическое восстановление питания всех основных потребителей по связям вторичного напряжения от соседних ГПП, ТЭЦ или других источников питания;
- возможность быстрой замены или ремонта повреждённого трансформатора ГПП для восстановления нормальной схемы электроснабжения предприятия;
- питание всех основных потребителей ПП от резервного источника при длительном выводе из работы вводной линии или трансформатора ГПП.

На ГПП может быть установлено *три и более трансформаторов* с целью обеспечения надёжного электроснабжения всех основных потребителей предприятия. Такое решение принимают:

- при наличии крупных резкопеременных и ударных нагрузок и необходимости выделения их питания (прокатные, кузнечнопрессовые комплексы, сталеплавильные производства и т. п.);
- при концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ГПП невозможно применить по схемным либо конструктивным соображениям;
- при явных экономических преимуществах трёхтрансформаторных ГПП, обусловленных, например, упрощением схемных решений или условиями дальнейшего роста нагрузок и развития ГПП;
- при наличии крупных электроприемников особой группы первой категории надёжности электроснабжения.

На крупных предприятиях может быть установлена не одна, а несколько ГПП. Такое решение определяется на основе технико-экономических расчётов и его целесообразно рассматривать, как правило, при полной расчетной нагрузке предприятия более 90–100 МВ·А.

При наличии на промышленном предприятии одной ГПП и отсутствии электрической связи с другими источниками трансформаторы ГПП питают всю нагрузку предприятия. В этом случае на ГПП устанавливаются два силовых трансформатора. Их мощность выбирается примерно равной 0,7–0,8 суммарной нагрузки предприятия [СН 174-75, НТП-94].

Для определения номинальной мощности трансформаторов ГПП рассмотрим баланс активных и реактивных мощностей промышленного предприятия – рис. 3.3. Пусть ПП получает электроэнергию от подстанции энергосистемы (ПС ЭС) на напряжении 35–110–220 кВ. На стороне высшего напряжения ГПП на её вводе (первых подвесных изоляторах ОРУ или наконечниках кабельной линии) находится граница балансовой принадлежности между энергосистемой и промышленным предприятием – точка А (как правило, питающая воздушная или кабельная линия находится на балансе энергосистемы, а ГПП – на балансе предприятия). Эта характерная точка используется при расчётах за электроэнергию и для этой точки задаются определённые значения потребляемой предприятием активной и реактивной мощности.

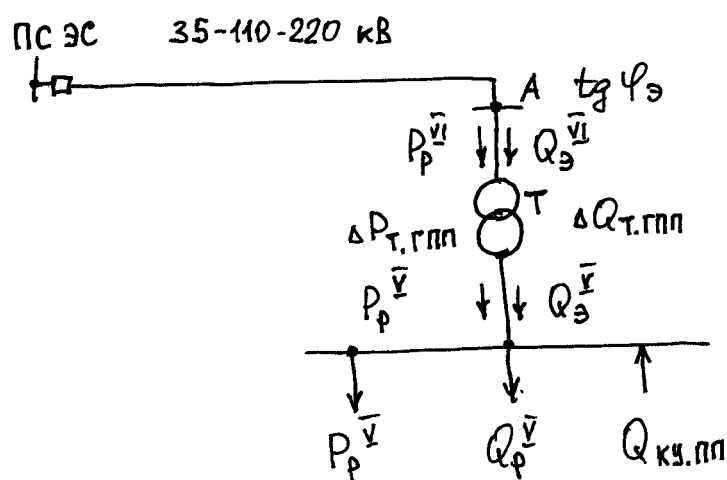


Рис. 3.3. Баланс мощностей промышленного предприятия

Рассмотрим баланс мощностей. При расчёте электрических нагрузок предприятия [СЭС. Часть 2] рассматривается 6 уровней, два из которых относятся к ГПП и показаны на рис. 3.2 – V-й на сборных шинах напряжением 6–10 кВ и VI-й на стороне высшего напряжения ГПП.

Промышленное предприятие получает от энергосистемы (VI-й уровень) расчётную активную мощность P_p^{VI} и нормированное значение реактивной мощности $Q_э^{VI}$, зависящее от класса напряжения электрической сети, питающей подстанцию предприятия [СЭС. Часть 2] и определяемое выражением

$$Q_э^{VI} = P_p^{VI} \cdot \operatorname{tg} \varphi_э; \quad (3.6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_э$ – нормированное значение коэффициента реактивной мощности.

Нормированные значения коэффициента реактивной $\operatorname{tg} \varphi_э$ мощности задаются энергосистемой в зависимости от значения напряжения внешнего электроснабжения приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 и приведены в табл. 3.1 [Приказ МЭ].

Таблица 3.1

Нормированные значения коэффициента реактивной $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ мощности

Напряжение сети	Ниже 1 кВ	6–10–20–35 кВ	110–220 кВ
Максимальное значение коэффициента $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети,	0,35	0,4	0,5

Через трансформаторы ГПП из энергосистемы в электрическую сеть ПП напряжением 6–10 кВ (на V-й уровень) поступает вся необходимая активная мощность, равная расчётной активной нагрузки предприятия P_p^V и реактивная мощность Q_p^V , которые связаны с мощностями VI-го уровнями соотношениями

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{T, ГПП}; \quad (3.7)$$

$$Q_{\Sigma}^{VI} = Q_{\Sigma}^V + \Delta Q_{T, ГПП}; \quad (3.8)$$

$$S_p^V = \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_{\Sigma}^{VI} - \Delta Q_{T, ГПП})^2}; \quad (3.9)$$

где $\Delta P_{T, ГПП}$ и $\Delta Q_{T, ГПП}$ – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах подстанции; S_p^V – полная расчётная мощность, поступающая из энергосистемы и проходящая через трансформаторы подстанции в электрическую сеть предприятия на её пятый уровень.

Расчётные активная и реактивная мощность для V-го уровня согласно [СЭС. Часть 2] определяются соотношениями

$$P_p^V = K_{OM} \left[\sum_1^{m1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{iai} p_{НОМi} + \sum_1^M P_{pi}^{IV} + \sum_1^{L1} \Delta P_{Tii} \right]; \quad (3.10)$$

$$Q_p^V = K_{OM} \left[\sum_1^{m1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{iai} p_{НОМi} \text{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{pi}^{IV} + \sum_1^L \Delta Q_{ti} \right], \quad (3.11)$$

где $m1$ – число узлов СЭС третьего уровня, питающихся непосредственно от рассматриваемого узла СЭС пятого уровня; $N1$ – число высоковольтных электроприёмников, питающихся непосредственно от рассматриваемого узла СЭС пятого уровня; M – число узлов СЭС четвёртого уровня, которые питаются от рассматриваемого узла СЭС пятого уровня; $L1$ – число трансформаторов, питающихся непосредственно от узла СЭС пятого уровня.

Примечание. Следует различать расчётную реактивную мощность предприятия Q_p^V на пятом уровне системы электроснабжения с мощностью Q_{Σ}^V , поступающей из энергосистемы. Разница реактивной мощности

$$Q_p^V - Q_{\Sigma}^V = Q_{KV, ГПП} \quad (3.12)$$

компенсируется устройствами компенсации реактивной мощности $Q_{\text{КУ.ПП}}$, устанавливаемых на предприятии.

С учётом изложенного номинальная мощность каждого трансформатора определяется по полной мощности, поступающей предприятию из электрических сетей энергосистемы (на V-м уровне)

$$S_{\text{Т.НОМ}} \geq \frac{S_{\text{Р}}^{\text{V}}}{N_{\text{Т}} \cdot K_{\text{З.ДОП}}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{Р}}^{\text{V}})^2 + (Q_{\text{Э}}^{\text{V}} - \Delta Q_{\text{Т.ПП}})^2}}{N_{\text{Т}} \cdot K_{\text{З.ДОП}}}, \quad (3.13)$$

где $K_{\text{З.ДОП}} = 0,7$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов подстанции в нормальном режиме работы системы электроснабжения; $N_{\text{Т}}$ – число трансформаторов ГПП ($N_{\text{Т}} = 2$).

Следует иметь в виду, что нагрузка трансформаторов ГПП в нормальном режиме может быть несколько больше 0,7, если на ПП имеются потребители 3-й категории, которые в послеаварийном режиме можно временно отключить, обеспечив перегрузку оставшегося в работе трансформатора в допустимых пределах.

Отметим, что различие полных расчетных нагрузок предприятия $S_{\text{Р.1}}$ и $S_{\text{Р.2}}$ в рассматриваемых при технико-экономическом сравнении двух вариантов внешнего электроснабжения незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформаторов, поэтому на данном этапе расчётов системы электроснабжения предприятия будем использовать наибольшую величину из них.

Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ГПП в нормальном и послеаварийном режимах

$$K_{\text{З.Н}} = \frac{S_{\text{Р}}^{\text{V}}}{N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{Р}}^{\text{V}})^2 + (Q_{\text{Э}}^{\text{V}} - \Delta Q_{\text{Т.ПП}})^2}}{N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (3.14)$$

$$K_{\text{З.П}} = \frac{S_{\text{Р}}^{\text{V}}}{(N_{\text{Т}} - 1) \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}. \quad (3.15)$$

Выбор мощности трансформаторов новой серии ТНДЦН и ТРНДЦН (см. раздел 2.6 данного пособия) имеет свои особенности. В нормальном режиме, когда у трансформаторов ГПП включена только система охлаждения Д, в наиболее загруженный день года они должны нагружаться на всю проектную мощность $S_{\text{Т.ПР}}$. При двухтрансформаторной ГПП должно выполняться соотношение

$$S_{\text{Т.ПР}} \geq \frac{S_{\text{Р.П}}}{2}. \quad (3.16)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме ГПП, когда отключается один из трансформаторов, у другого трансформатора производится включение системы охлаждения НДЦ. В этом случае трансформатор может нормально передавать мощность $S_{\text{Т.НОМ}}$, которая примерно в 1,6 раза

больше его проектной мощности $S_{Т.ПР}$ (кроме трансформатора с $S_{Т.НОМ} = 80000$ кВ·А). С учетом же перегрузочной способности (до 130–140 % $S_{Т.НОМ}$) максимальная мощность трансформатора повышается до

$$S_{Т.М} = (1,3–1,4) \cdot S_{Т.НОМ} \approx (1,3–1,4) \cdot 1,6 \cdot S_{Т.ПР} = (2,08–2,24) \cdot S_{Т.ПР} \quad (3.17)$$

и он может питать все предприятие

$$S_{Т.М} \geq (1,04–1,12) \cdot S_{Р.П}. \quad (3.18)$$

3.5. Выбор местоположения трансформаторных и распределительных подстанций ПП

Оптимальное размещение подстанций – главной понизительной (ГПП), центральной распределительной (ЦРП), распределительного пункта (РП), цеховой трансформаторной (ТП) и др. – на территории предприятия или площади цеха является одним из важных вопросов построения рациональной СЭС.

Для определения местоположения подстанции находят центр электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия или цеха, который является символическим центром потребления электрической энергии. Расположение подстанции в ЦЭН позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и обеспечить минимальную протяженность как внутривозовских распределительных сетей предприятия, так и внутрицеховых электрических сетей, минимальный расход проводникового материала и потери электрической энергии.

При проектировании СЭС на генеральном плане предприятия указывают все производственные цехи, а на плане цеха – все электроприёмники. Расположение цехов и электроприемников определяется технологическим процессом. Для определения ЦЭН применяется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем найти его местоположение. Широко применяется следующий метод [Фёдоров-84].

Территория цеха принимается за плоскость, на которой расположены электроприемники, каждый из которых имеет свою расчётную активную мощность P_{Ci} и свои координаты X_i и Y_i на плане цеха. Тогда координаты ЦЭН цеха можно определить по следующим формулам

$$X_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}; \quad Y_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}. \quad (3.19)$$

Если здание цеха многоэтажное, то для ЦЭН вводится третья координата по вертикали

$$Z_{\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Z_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}. \quad (3.20)$$

Для нахождения ЦЭН предприятия исходными данными являются расчётные активные нагрузки P_{Pi} цехов и координаты X_i и Y_i центров электрических нагрузок соответствующих цехов:

$$X_{\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}; \quad Y_{\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}. \quad (3.21)$$

Данный метод нахождения ЦЭН определяет его как некоторый условный центр, т. к. в реальных условиях центр не находится на одном месте. Это объясняется следующими причинами, вызывающими постоянное смещение ЦЭН: изменениями во времени потребляемой мощности отдельными электроприёмниками, цехами; развитием предприятия. График электрических нагрузок потребителей электроэнергии изменяется в связи с изменениями технологического процесса производства, внедрением новых, прогрессивных производственных процессов, изменениями удельного расхода электроэнергии на единицу продукции и т. д.

Цеховые ТП, если позволяет технологическое оборудование, следует размещать как можно ближе к ЦЭН цеха, либо вдоль или в середине длинной стены цеха со стороны источника питания (ГПП, ЦРП, РП). В свою очередь, ГПП нужно стремиться располагать как можно ближе к центру нагрузок предприятия (рядом с производственными корпусами) либо при большой плотности застройки смещать в сторону источника питания энергосистемы.

ЦРП следует смещать от ЦЭН в сторону источника питания и располагать на уровне первых цехов предприятия таким образом, чтобы не было обратных перетоков электроэнергии и, следовательно, дополнительных её потерь. РП, питающие электроприемники напряжением выше 1000 В, по расположению должны отвечать тем же требованиям, которые предъявляются к ЦРП, и их рекомендуется совмещать с ближайшими цеховыми ТП.

Для характеристики распределения электрических нагрузок на промышленном предприятии на генплане предприятия строится картограмма электрических нагрузок. Она представляет собой совокупность окружностей, центры которых совпадает с ЦЭН цехов, а площади кругов пропорциональны их расчетным активным нагрузкам P_{Pi} . Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам соответствующих электроприемников напряжением до 1000 В

($P_{P.Hi}$), электроприемников напряжением выше 1000 В ($P_{P.Bi}$) и электрического освещения ($P_{P.Oi}$).

Для построения картограмм нагрузок предприятия для каждого цеха определяются радиусы окружностей и углы секторов:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (3.22)$$

$$\alpha_{H.i} = \frac{360 \cdot P_{P.Hi}}{P_{Pi}}; \quad \alpha_{B.i} = \frac{360 \cdot P_{P.Bi}}{P_{Pi}}; \quad \alpha_{O.i} = \frac{360 \cdot P_{P.Oi}}{P_{Pi}}; \quad (3.23)$$

где m – масштаб для определения площади круга, кВт/м².

Сектор низковольтной нагрузки рисуется свободным, а секторы нагрузок освещения и высоковольтной штрихуются в соответствии с принимаемыми обозначениями.

На плане цехов строится картограмма нагрузок, на которой указываются только низковольтные нагрузки и нагрузки освещения. Эта картограмма строится для определения местоположения цеховых ТП.

Если расчетная нагрузка высоковольтных электроприёмников окажется достаточно большой и низковольтную нагрузку придется показывать мелкими кругами, то в общем случае высоковольтную нагрузку можно изображать отдельными окружностями в другом масштабе. Фрагмент картограммы электрических нагрузок промышленного предприятия показан на рис. 3.4.

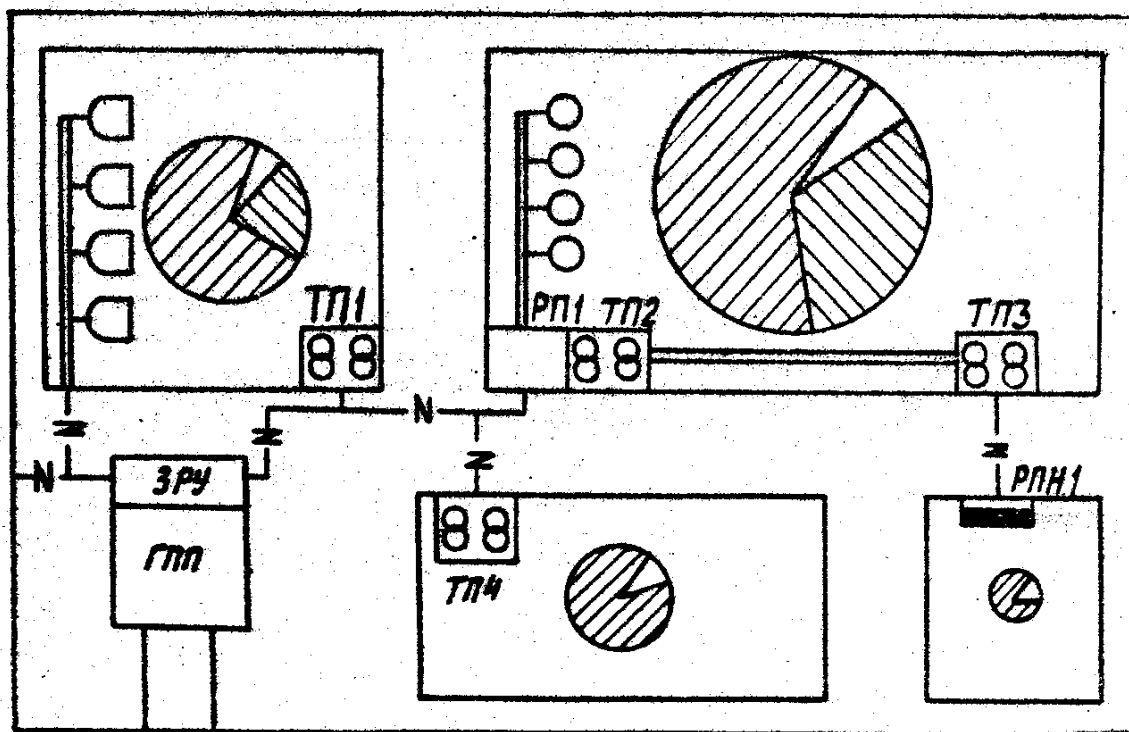


Рис. 3.4. Фрагмент картограммы электрических нагрузок

3.6. Технико-экономическое сравнение вариантов схемы внешнего электроснабжения предприятия

При курсовом и дипломном проектировании проводится технико-экономическое сравнение двух вариантов схемы внешнего электроснабжения, при котором рассматриваются следующие вопросы:

1. Определяют напряжения питания для сравниваемых вариантов. По расчётной активной нагрузке P_p^V предприятия на V -м уровне и известном расстоянии предприятия до ближайшей ПС энергосистемы L по формуле (3.4) определяют рациональное напряжение $U_{РАЦ}$ и для сравнения принимают два варианта внешнего электроснабжения соответственно с большим и меньшим напряжениями $U_{РАЦ,1}$ и $U_{РАЦ,2}$.

2. Используя соотношения (3.6–3.10), определяют полные расчётные нагрузки предприятия для рассматриваемых вариантов на V -м уровне электроснабжения $S_{p,1}^V$ и $S_{p,2}^V$. Наибольшую из этих мощностей используют в дальнейших расчётах.

3. По выражению (3.13) определяют номинальную мощность $S_{Т.НОМ}$ силовых трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбирают трансформаторы с соответствующими классами напряжений и по справочникам [Федоров-1987, табл. 27.8; Барыбин-1990, раздел Г; Баумштейн-1989, табл. 4.2] определяют их каталожные данные.

4. Определяют годовые потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП, кВт·ч/год,

$$\Delta W_T = N_T \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_B + \Delta P_{КЗ} \cdot K_{3,T}^2 \cdot \tau) = \quad (3.24)$$

где $N_T = 2$ – число трансформаторов ГПП; ΔP_{XX} – потери холостого хода, кВт; $T_B = 8760$ ч/год – годовое число часов включения трансформатора; $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания кВт; $K_{3,T}$ – коэффициент загрузки трансформатора; τ – годовое число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год, определяемое из соотношения

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760, \quad (3.25)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год, [Барыбин-1990, табл. 2.3].

5. Рассчитывают линию электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

5.1. Нагрузку предприятия, передаваемую по линии электропередачи (на VI-м уровне), определяют по формуле (3.9).

5.2. Расчётный ток одной цепи линии

$$I_{p,л} = \frac{S_p^{VI}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot N_T}. \quad (3.26)$$

5.3. Ток в после аварийном режиме – в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{p.l.} \quad (3.27)$$

5.4. Сечение проводов линии по экономической плотности тока j_{Σ} [ПУЭ, табл. 1.3.36]

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{p.l.}}{j_{\Sigma}} \quad (3.28)$$

Выбирается ближайшее меньшее стандартное сечение провода ВЛ, определяются длительно допустимый ток $I_{дл.доп}$ [ПУЭ, табл. 1.3.29] и удельные сопротивления r_0 и x_0 [ЭТС. ТЗ, табл. 43.9; Барыбин-1991, табл.1.11]. Выбранный провод воздушной линии должен быть проверен на коронирование.

5.5. Проверяют провод по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{дл.доп} > I_{\Pi} \quad (3.29)$$

5.6. Потери активной энергии в проводах линии за год, кВт·ч/год

$$\Delta W_{л} = N_{л} \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau) \quad (3.30)$$

6. По типовой методике рассчитывают токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП, определяя при этом установившиеся токи КЗ, ударные токи КЗ.

7. По каталогам предприятий-изготовителей выбирают современное коммутационное, измерительное и защитное оборудование, относящееся к схеме внешнего электроснабжения.

8. Проверяют выбранное электрооборудование в соответствие с требованиями, изложенными [Барыбин-1990, раздел В; Фёдоров-1986, раздел 9]

9. Определяют технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

9.1. Годовые приведенные затраты, руб./год, находят по выражению

$$Z = \sum_{i=1}^2 E_i \cdot K_i + C_{\Sigma} + Y; \quad (3.31)$$

$$E_i = E_H + E_{ai} + E_{oi}, \quad (3.32)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, измеряется в процентах или относительных единицах, о.е./год; $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности, о.е./год; E_{ai} – коэффициент отчислений на амортизацию, о.е./год; E_{oi} – коэффициент расходов на обслуживание, значения коэффициентов, о.е./год, приведены в табл. 3.2 [Файбисович-2006, табл. 6.2; Нормы амортиз. Отчисл.]; K_i – сумма капитальных затрат i -й группы, руб., одинаковых элементов (например, силовых трансформаторов, ячеек РП и т. д.). Стоимости отдельных элементов схемы электроснабжения определяют по прейскурантам и справочникам. При этом для

упрощения расчетов полагается, что капитальные вложения в систему электроснабжения (или рассматриваемую её часть) производятся единовременно. Стоимость монтажа электрооборудования при технико-экономическом сравнении с целью упрощения расчетов принимается одинаковой для рассматриваемых вариантов и поэтому может не учитываться; C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии в рассматриваемых вариантах, руб./год; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, руб./год, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равно надёжные варианты, ущербы Y_i принимаются равными, таким образом, из расчетов они исключаются.

Таблица 3.2

Коэффициенты отчислений, используемые при определении расчетных затрат на компенсацию реактивной мощности

Наименование	E_H ,	E_a ,	E_o ,	E_i ,
	о.е./год			
Силовое электрооборудование, распределительные устройства и подстанции (силовые трансформаторы, выключатели, реакторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы и пр.), напряжение:				
– до 20 кВ;	0,12	0,063	0,04	0,223
– 35–110 кВ;	0,12	0,063	0,03	0,213
– 220 кВ и выше	0,12	0,063	0,02	0,203
Токопроводы 6–10 кВ	0,12	0,03	0,01	0,16
Регулирующие приборы и устройства	0,12	0,12	0,03	0,270
Воздушные линии на металлических и железобетонных одноцепных опорах, напряжение:				
– 35–150 кВ;	0,12	0,028	0,004	0,152
– 220 кВ и выше	0,12	0,022	0,0036	0,1456
Воздушные линии на металлических и железобетонных двухцепных опорах, напряжение:				
– 35–150 кВ;	0,12	0,028	0,003	0,15
– 220 кВ и выше	0,12	0,0224	0,0036	0,146
Кабельные линии, проложенные на земле и под водой, напряжение:				
– до 10 кВ;	0,12	0,03	0,015	0,165
– 35 кВ;	0,12	0,041	0,02	0,181
– 110–220 кВ	0,12	0,0225	0,02	0,1625
Электродвигатели мощностью:				
– до 100 кВт;	0,12	0,1094	0,06	0,2794
– свыше 100 кВт	0,12	0,0812	0,045	0,2462

10. При проектировании электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии должна быть определена по дей-

ствующим тарифам на электроэнергию для той энергосистемы, от которой предусматривается питание данного предприятия.

10.1. Стоимость годовых потерь электрической энергии и, соответственно, и издержки на потери определяют для каждого варианта как сумму потерь электроэнергии или издержек в различных элементах электрической сети, руб./год,

$$C_{\Sigma} = I_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n I_i. \quad (3.33)$$

4.1. Годовые издержки на потери электрической энергии в линии электропередачи, руб./год,

$$I_{\Sigma,Л} = 3 \cdot I_{Р,Л}^2 \cdot R_{Л} \cdot \tau \cdot C_{О,Э}, \quad (3.34)$$

где $C_{О,Э}$ – годовая удельная стоимость потерь электроэнергии, руб./(кВт·ч).

4.2. Годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторе, руб., которые состоят из издержек на постоянные (холостого хода) и переменные (нагрузочные) потери, руб./год,

$$I_{\Sigma,Т} = \Delta P_{ХХ} \cdot T_{В} \cdot C_{О,Э} + K_{3,Т}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau \cdot C_{О,Э}. \quad (3.35)$$

4.3. Удельная стоимость годовых потерь электроэнергии в элементах электрической сети, руб./(кВт·ч),

$$C_{О,Э} = \beta + \frac{\alpha_{Г}}{T_{М}}; \quad \alpha_{Г} = 12 \cdot \alpha_{М}; \quad (3.36)$$

$$\alpha_{М} = \alpha_{ГЕН} + \alpha_{СЕТ}; \quad \beta = \beta_{ГЕН} + \beta_{СЕТ},$$

где β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб./(кВт·ч); $\alpha_{М}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в одном месяце года, руб./(кВт·мес.); $\alpha_{Г}$ – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность в целом за год, руб./(кВт·год); $\alpha_{ГЕН}$ и $\beta_{ГЕН}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии; $\alpha_{СЕТ}$ и $\beta_{СЕТ}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям.

Примечание. Основная $\alpha_{М}$ и дополнительная β ставки двухставочного тарифа отдельно для генерирующей и сетевой компаний определяются и задаются к использованию один раз в год областными тарифными органами. Поэтому необходимо находить в интернете указанные четыре составляющие двухставочного тарифа, соответствующим образом суммировать и использовать их при курсовом и дипломном проектировании.

11. Стоимость годовых потерь активной мощности.

11.1. Удельная стоимость годовых потерь активной мощности $C_{О,М,П}$, руб./(кВт·год), обусловленные постоянными потерями, например, холосто-

го хода силового трансформатора, потерями активной мощности в конденсаторных батареях и пр.

$$C_{O.M.II} = \left(\beta + \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_M} \right) T_B. \quad (3.37)$$

11.2. Удельная стоимость годовых потерь активной мощности $C_{O.M.H}$, руб./ (кВт·год), обусловленные нагрузочными потерями, например, в силовом трансформаторе, линиях электропередачи и пр.

$$C_{O.M.H} = \left(\beta + \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_M} \right) \tau. \quad (3.38)$$

11.3. Стоимость годовых потерь активной мощности в линиях электропередачи, руб./год,

$$C_{M.II} = \Delta P_{\Gamma} \cdot C_{O.M.H} = 3 \cdot I_{\Gamma}^2 \cdot R_{\Gamma} \cdot C_{O.M.H}. \quad (3.39)$$

11.4. Стоимость годовых потерь активной мощности в силовом трансформаторе, руб./год,

$$C_{M.II} = \Delta P_{XX} \cdot C_{O.M.II} + K_{3.T}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot C_{O.M.H}. \quad (3.40)$$

12. По каждому из рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения определяются годовые приведённые затраты. Результаты расчётов сводят в таблицы по определённым формам.

Если приведенные затраты для рассмотренных схем электроснабжения приблизительно одинаковы, то при выборе оптимального варианта следует обратиться к техническим показателям. При сравнении вариантов внешнего электроснабжения таким показателем является величина напряжения питания. Согласно ПУЭ следует принимать вариант сети более высокого номинального напряжения даже в том случае, когда его экономические показатели на 10–15 % хуже, чем варианта сети с меньшим номинальным напряжением.

4. ВНУТРИЗАВОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. Особенности построения схем распределительных электрических сетей

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Все три вида схем нашли широкое распространение в СЭС действующих ПП.

Схемы распределения электроэнергии внутри ПП, как правило, имеют ступенчатое построение. Число ступеней зависит от мощности ПП и распределения нагрузок на его территории. В большинстве случаев применяются одно- или двухступенчатые схемы, т. к. большее число ступеней усложняет коммутацию, релейную защиту и, самое главное, увеличивает капитальные вложения в электрические сети. Схемы с числом ступеней более двух допускается выполнять при развитии СЭС только в случаях их технико-экономической целесообразности [СН 174-75, НТП-94].

На крупных ПП на первой ступени распределения электроэнергии по кабельным сетям напряжением 6–10 кВ целесообразно применение радиальных схем, связывающих пункты питания ГПП, ТЭЦ с промежуточными распределительными пунктами, к которым подключают линии второй ступени распределения электроэнергии – цеховые ТП, высоковольтные электроприемники. Если же ПП энергоемкие, как, например, заводы чёрной, цветной металлургии или химии, то на первой ступени распределения рекомендуются магистральные схемы, выполненные жесткими или гибкими токопроводами напряжением 6–10–35 кВ.

На ПП средней мощности на первой ступени распределения электроэнергии применяются радиальные и магистральные схемы. При этом сооружение РП, как правило, целесообразно при числе отходящих от нее линий не менее восьми [СН 174-75, НТП-94]. Вопрос об установке высоковольтного РП в цеха, или для группы цехов необходимо рассматривать при наличии в них высоковольтных потребителей электроэнергии и, прежде всего, электродвигателей. На второй ступени распределения электроэнергии от РП к цеховым ТП и отдельным электроприемникам на напряжение 6–10 кВ могут быть применены также радиальные или магистральные схемы.

На небольших ПП в ряде случаев целесообразно применение одноступенчатых схем питания с установкой РП лишь для отдельных удалённых групп потребителей.

При построении СЭС следует стремиться к рациональному использованию распределительных устройств, к максимальной экономии аппаратов и кабелей и к снижению общей стоимости СЭС. Например, линии, отходящие к трансформаторам мощностью 100–630 кВ·А, нецелесообразно подключать к отдельным ячейкам распределительного устройства. Питание таких ТП нужно осуществлять по магистральным схемам.

4.2. Радиальные схемы

Радиальные схемы целесообразны, когда ГПП, РП и потребители расположены в различных направлениях друг от друга. Преимущественное применение находят одно- и двухступенчатые схемы.

Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП применяются главным образом на больших и средних предприятиях для питания через РП большого числа ТП и высоковольтных электроприемников (электропечные, насосные, компрессорные, преобразовательные подстанции и т. п.), т. к. нецелесообразно загружать основные центры питания (ГПП, ТЭЦ) большим количеством мелких отходящих линий. От промежуточных РП осуществляется питание одно- и двухтрансформаторных цеховых ТП (рис. 4.1), а также отдельных электропечей и электродвигателей напряжением 6–10 кВ. При этой схеме вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП, а на цеховых ТП предусматривают только выключатели нагрузки, разъединители или же в большинстве случаев выполняют глухое присоединение трансформаторов.

Питание двухтрансформаторных подстанций радиальными линиями осуществляется от разных секций сборных шин РП (ГПП). Пропускная способность каждой линии и трансформатора должны быть согласованы, т. е. с учётом перегрузочной способности трансформаторов кабельные линии не должны ограничивать пропускную способность трансформатора. Линия рассчитывается на покрытие всех нагрузок в нормальном режиме и дополнительно ответственных нагрузок 1-й и 2-й категорий в послеаварийном режиме, когда выходит из работы одна линия или трансформатор.

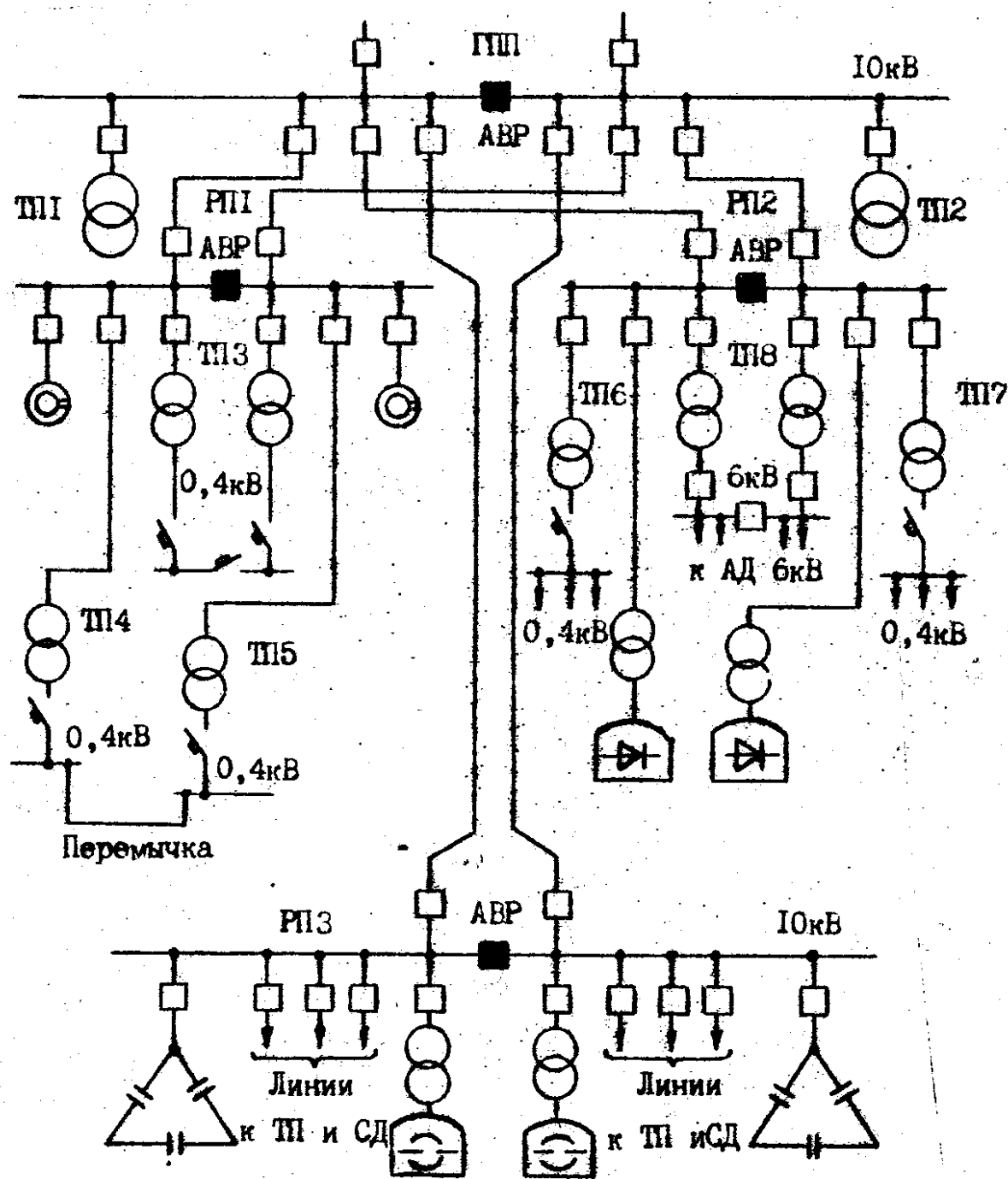


Рис. 4.1. Радиальные схемы электроснабжения промышленных предприятий

Трёхступенчатые радиальные схемы не применяются по следующим причинам:

1. Для создания каждой ступени (распределительного пункта) необходимо использовать пять ячеек комплектных распределительных устройств с соответствующим коммутационным, защитным, измерительным и другим оборудованием. Например, для создания РП1 (рис. 4.2, а) требуются

два выключателя в ЗРУ-10 кВ ГПП, устанавливаемых в начале питающих РП1 кабельных линий, два вводных и секционный выключатели, которые должны питать секции сборных шин РП1 и обеспечивать их резервирование. Следовательно, в цепи питания любого электроприёмника, который будет питаться от РП1, появляются три последовательно включенных выключателя – один в начале питающей линии, второй в её конце, третий – секционный.

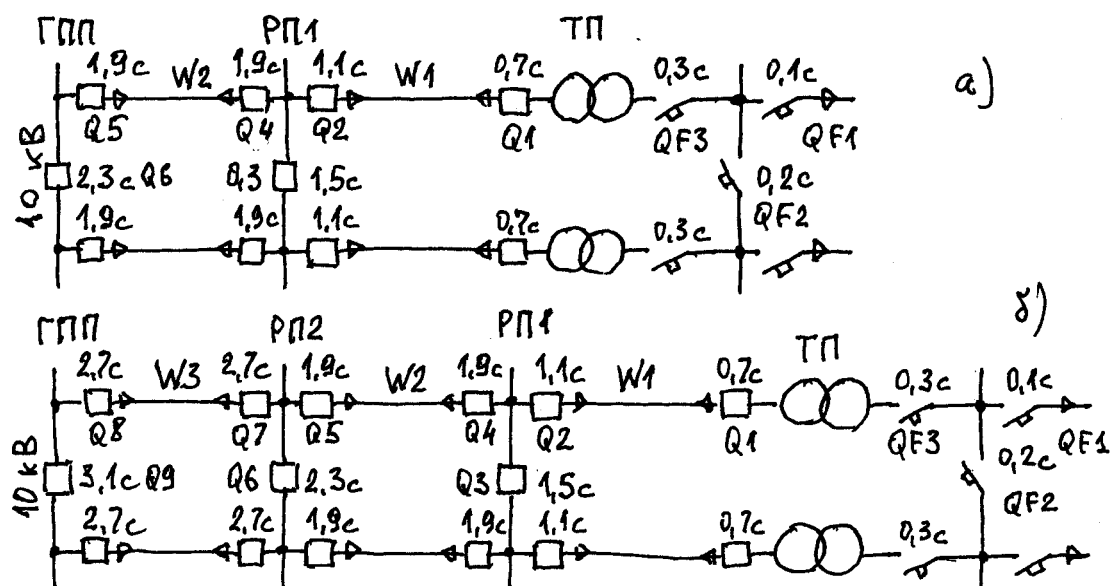


Рис. 4.2. Двух- и трёхступенчатые радиальные схемы электроснабжения

2. При создании РП при построении релейной защиты появляются две-три ступени селективных по времени токовых защит, которые в зависимости от используемого вида устройств релейной защиты увеличивает время срабатывания (отключения) электроприёмника, подключенного к РП на время 0,8–1,5 секунды.

Рассмотрим подробнее в качестве примера формирование диаграммы селективности по времени токовых защит радиально ступенчатых схем. Пусть ступени селективности для микропроцессорных расцепителей автоматических выключателей QF, установленных на стороне низшего напряжения ТП составляет $\Delta t = 0,1$ с, а микропроцессорные устройства защиты электрической сети напряжением 10 кВ – $\Delta t = 0,4$ с.

Для двухступенчатой радиальной схемы (рис. 4.2, а) имеем следующие временные характеристики: на стороне низшего напряжения ТП время срабатывания расцепителей меняется от 0,1 до 0,3 с; защита трансформатора ТП на стороне высшего напряжения (на выключателе Q1) имеет время срабатывания 0,7 с; в начале кабельной линии W1 – 1,1 с; на секционном Q3 и вводном Q4 выключателях РП1 – соответственно 1,1 и 1,5 с; в начале кабельной линии W2, питающей РП1, время срабатывания остаётся,

как правило, той же – 1,5 с, на секционном выключателе Q6 ГПП достигает величины 1,9 с.

Для трёхступенчатой радиальной схемы (рис. 4.2, б), в которой появляется третья ступень в виде РП2, питающийся по линии W2, время срабатывания защит на выключателях Q7 и Q8 составит 2,7 с, а на секционном выключателе Q9 ГПП время срабатывания возрастает до 3,1 с.

Рассмотренный пример показывает, что создание ступени электропитания (РП) при принятых условиях работы релейной защиты обуславливает увеличение её времени срабатывания на величину 0,8 с: время отключения линии W1 составляет 1,1 с, линии W2 – 1,9 с, линии W3 – 2,7 с.

3. Рассмотренный пример показывает также то, что чем выше ступень (ближе к ГПП), тем большему термическому воздействию подвергается электрооборудование электрической сети. Особенно это отражается на кабельных линиях. При рассмотренных временах срабатывания релейной защиты при токе КЗ $I_K^{(3)} = 10–15$ кА термически стойкое сечение кабеля W1 должно быть не менее 120–185 мм², кабеля W2 – 150–240 мм², кабеля W3 – 185–300 мм². Таким образом видно, что с увеличением числа ступеней радиальной СЭС растёт сечение кабельных линий и, следовательно, стоимость СЭС – это не всегда экономически выгодно. Кроме того, опыт проектирования показывает, что сечение кабельных линий, определённых по экономической плотности тока, порой в несколько раз меньше термического сечения кабеля. В результате радиальные кабельные линии имеют очень малую загрузку по току, иногда доходящие до 20–30 % от номинальной.

При применении радиальных схем осуществляют глубокое секционирование всей СЭС, начиная от основных центров питания и кончая сборными шинами напряжением до 1000 В цеховых подстанций и низковольтных распределительных пунктов (РПН). На секционных аппаратах обычно предусматривается АВР. На схемах электроснабжения, отключенные секционные коммутационные аппараты (выключатели) условно изображают затемненными.

В некоторых случаях могут быть применены радиальные схемы питания подстанций с резервированием при помощи общей резервной магистрали, заходящей поочередно на все подстанции, или же при помощи резервных перемычек (рис. 4.3). Недостатком этой схемы является наличие нормально не нагруженной магистрали. Эта схема целесообразна, когда в послеаварийном режиме необходимо предусмотреть возможность подачи питания от другого источника в случае выхода из работы основного ИП. Она может быть также применена для резервирования электроприемников особой группы 1-й категории, нормально питающихся по двум радиальным линиям. С точки зрения расхода кабелей и первоначальных затрат

схема с магистральным резервированием выгодна при близком расположении подставляй друг от друга и при значительной удаленности их от питающего центра.

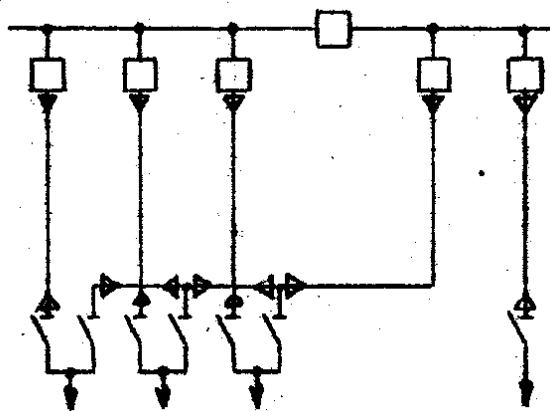


Рис. 4.3. Схема простых радиальных линий с общей резервной магистралью

Взаимное резервирование одно-трансформаторных подстанций в объеме до 25% номинальной мощности трансформаторов следует осуществлять при помощи перемычек низкого напряжения. Данное решение используется либо с целью повышения надежности питания, либо при необходимости отключения одного из трансформаторов при малых нагрузках или его ремонтах.

4.3. Магистральные схемы

При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП или РП, к которым подключают отходящие линии – в этом заключается одно из преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

Магистральные линии целесообразны при последовательном расположении групп электроприемников на территории ПП. На многих ПП, прежде всего крупных, токи КЗ в СЭС достаточно большие, и сечение кабельных линий, отходящих от сборных шин ГПП или РП, приходится завышать исходя из условий их термической стойкости. В этих случаях магистральные схемы позволяют лучше, чем радиальные, использовать сечение кабелей, выбранное по току КЗ и по экономической плотности тока, и уменьшить число ячеек на РП.

Магистральные схемы подразделяют на одиночные с одно- и двухсторонним питанием, кольцевые, схемы с несколькими (двумя или более) параллельными (сквозными) магистралями. По степени надежности эти схемы можно подразделить на две основные группы.

В первую группу входят простые магистральные схемы: одиночные и кольцевые, которые, как правило, уступают радиальным схемам по надежности электроснабжения и удобству эксплуатации.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 4.4, а) могут быть применены лишь в тех случаях, когда допустим перерыв питания не только на время отыскания и отключения поврежденного участка магистрали, но и его восстановления. Такие схемы применяются для потребителей 3-й ка-

тегории надёжности электроснабжения. Недостатком одиночных магистральных схем является невозможность резервирования по вторичному напряжению соседних однотрансформаторных подстанций, т. к. они питаются от одной магистрали и при отключении ее обесточиваются одновременно все. Для устранения этого недостатка близко расположенные однотрансформаторные подстанции, питаемые от разных одиночных магистралей, можно резервировать по низковольтной стороне (рис. 4.4, б).

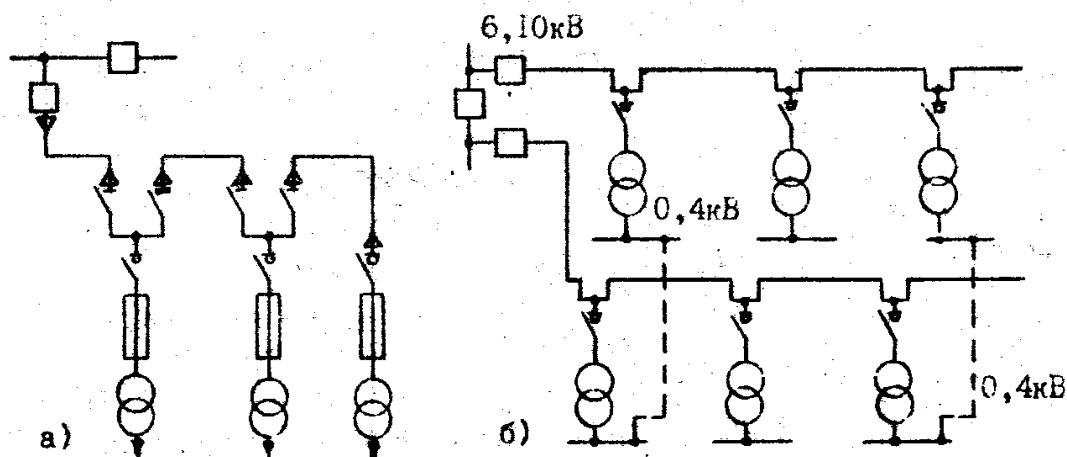


Рис. 4.4. Схема одиночных магистральных линий

Одиночные магистрали с общей резервной линией (рис. 4.5) применяются в тех случаях, когда присоединенные к магистрали группы подстанций допускает перерыв питания на время, необходимое для отыскания и отключения поврежденного участка этой схемы. Они могут быть приняты для питания потребителей 3-й и 2-й категорий. Недостатком этой схемы является наличие дополнительных резервных кабелей, нормально не находящихся под нагрузкой.

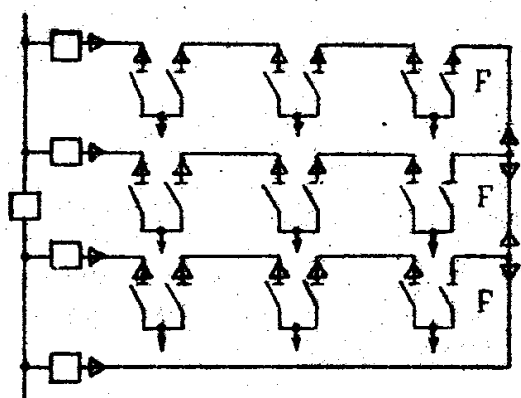


Рис. 4.5. Схема одиночных магистралей с общей резервной линией

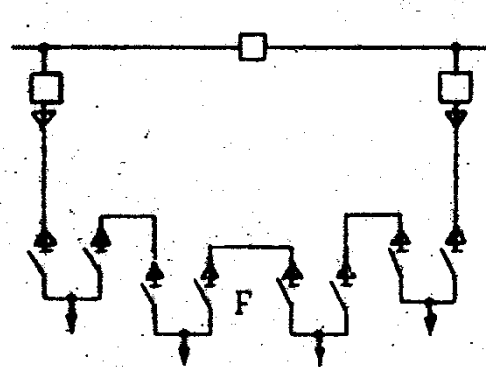


Рис. 4.6. Кольцевая магистральная линия

Кольцевые магистрали (рис. 4.6) практически не находят применения на ПП. Они целесообразны лишь при соответствующем расположении

подстанций, когда единичная мощность трансформаторов не превышает 630 кВ·А, и их используют для питания потребителей 3-й и частично 2-й категорий.

Ко второй группе магистральных схем относятся схемы с несколькими (двумя и более) параллельными сквозными магистралями, которые являются схемами высокой надежности и могут быть применены для питания потребителей любой категории.

Двойные сквозные магистрали подключаются к ГПП или РП с двумя секциями сборных шин и применяются, в частности, для питания двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на высшем напряжении (рис. 4.7, а) или РП с двумя секциями сборных шин (рис. 4.7, б). Первая схема имеет широкое применение на ПП, а вторую используют реже. Каждый трансформатор двухтрансформаторной подстанции или каждая секция сборных шин РП питается от различных магистралей. Каждая магистраль рассчитана на покрытие основных нагрузок ТП или РП с учетом допустимой ее перегрузки. Секции сборных шин распределительных устройств ТП или РП нормально работают отдельно, а в случае аварии на одной из магистралей электроприемники переключаются на оставшуюся в работе магистраль. При необходимости это может быть сделано автоматически при помощи устройств автоматического ввода резерва АВР, устанавливаемых на секционных автоматических выключателях ТП или секционных выключателях РП.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности и значения питаемых объектов. Чем больше мощность трансформаторов, тем меньшее число их можно присоединить к одной магистрали: не более двух-трех трансформаторов мощностью 1000–2500 кВ·А и не более трех-четырех мощностью 250–630 кВ·А.

Одиночные и двойные магистрали с двухсторонним питанием (встречные магистрали) применяются при необходимости питания от двух независимых обычно удаленных друг от друга ИП. Если в схеме (рис. 4.7, в) один из ИП является основным и от него осуществляется рабочее питание, а второй, дополнительный, является резервным, то выключатель магистрали со стороны второго нормально разомкнут и включается (вручную или автоматически) только при отключении магистрали от основного источника. Когда оба ИП равноценны, экономически целесообразно питание магистральных линий от обоих ИП. В этом случае деление магистрали производится на одной из промежуточных подстанций. На рис. 4.7, г приведена магистральная схема с двухсторонним питанием при отсутствии сборных шин на первичном напряжении присоединенных ТП. На рис. 4.7, д показан пример питания электроприемников крупного цеха по нескольким магистральным линиям.

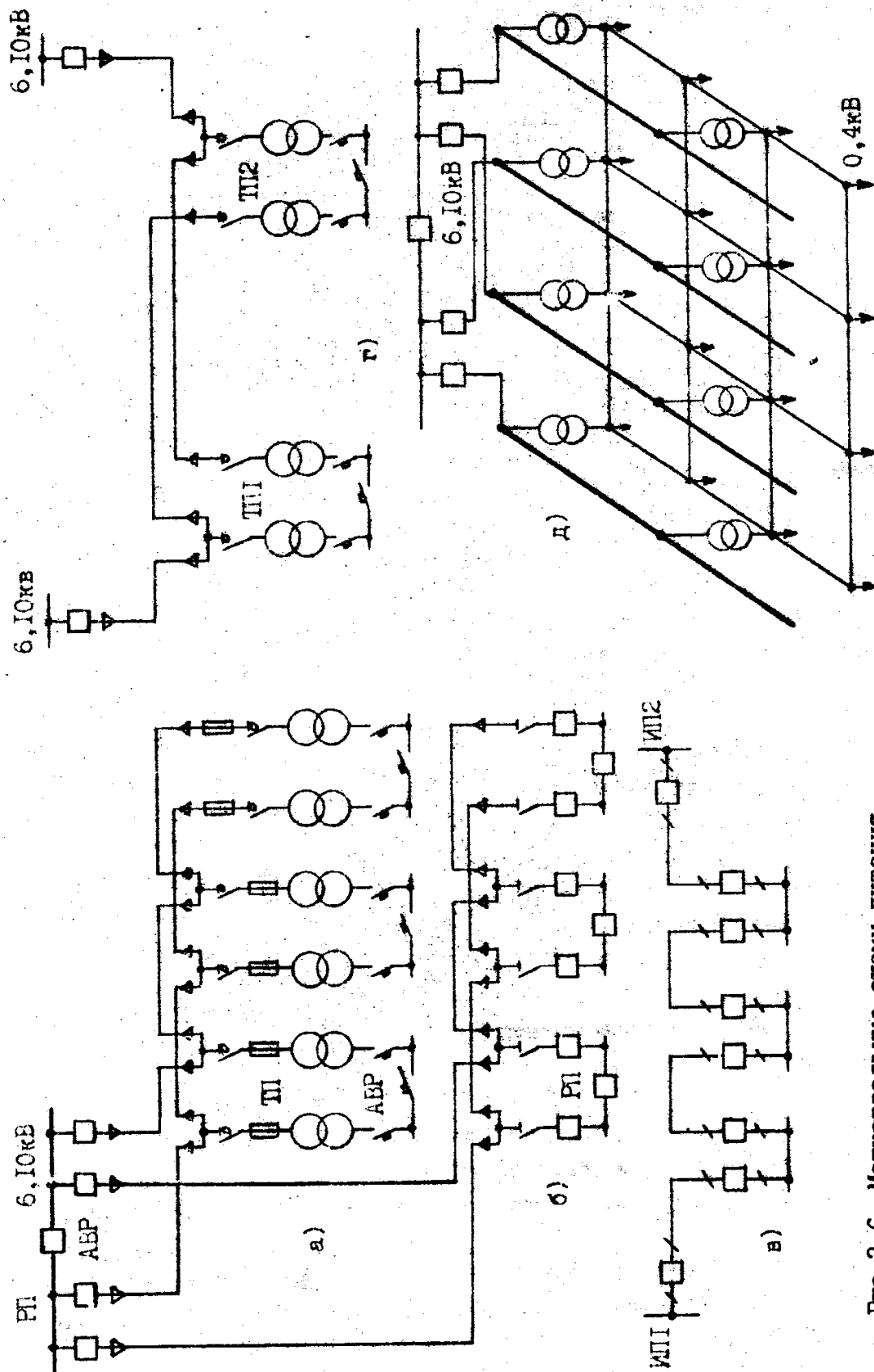


Рис. 3.6. Магистральные схемы питания

Рис. 4.7. Магистральные схемы питания

4.4. Магистральные схемы распределения электроэнергии с применением токопроводов

При передаче больших потоков электроэнергии кабельные магистрали должны содержать много параллельных кабелей, трудновыполнимы, неэкономичны и требуют больших затрат дефицитных материалов. Поэтому на крупных энергоемких ПП на первой ступени СЭС широко применяются магистральные схемы передачи и распределения электроэнергии с помощью жестких или гибких токопроводов напряжением 6–10–35 кВ.

Направление токопроводов выбирается таким образом, чтобы они проходили через зоны размещения основных нагрузок, в центре которых располагаются РП, присоединяемые к токопроводам. Во многих случаях токопроводы высокого напряжения используются не только для распределения энергии между подстанциями ПП, расположенными по её трассе, но и в качестве связей между ИП, например, ТЭЦ-ГПП или ГПП1-ГПП2 (рис. 4.8.). Это является дополнительным преимуществом токопроводов, т. к. обеспечивается надежное и экономически выгодное взаимное резервирование ИП.

На ответвлениях от токопроводов к РП могут устанавливаться реакторы для ограничения мощности КЗ до значений, соответствующих параметрам выключателей 6–10 кВ с отключаемой мощностью до 350–500 МВ·А. На ГПП или ТЭЦ реагируют лишь линии, отходящие к отдельным подстанциям. Реактирование самих токопроводов не предусматривают, и на их головных участках устанавливают мощные выключатели с предельными токами отключения до 40–50 кА (рис. 4.9). В настоящее время получили распространение схемы ответвления от токопроводов с применением сдвоенных реакторов, присоединяемых к токопроводу через разъединители, и с установкой выключателей после реакторов на вводах к РП (рис. 4.9, РП2).

Для увеличения пропускной способности и обеспечения большей надежности питания потребителей в СЭС ПП применяют так называемые двухниточные или сдвоенные токопроводы. Разные цепи двухниточного токопровода следует питать от разных трансформаторов ГПП или от разных секций сборных шин 6–10 кВ ГПП. При расщепленных обмотках трансформаторов токопроводы одной линии питаются от обмоток разных трансформаторов. На рис. 4.10 приведена блочная схема «трансформаторы с расщепленными обмотками – токопроводы». Последняя схема простая, относительно дешевая и в то же время надежная, т. к. при наличии АВР на присоединенных к токопроводам РП питание сохраняется при любой аварии: в токопроводе, в трансформаторе или на питающей линии 110–220 кВ.

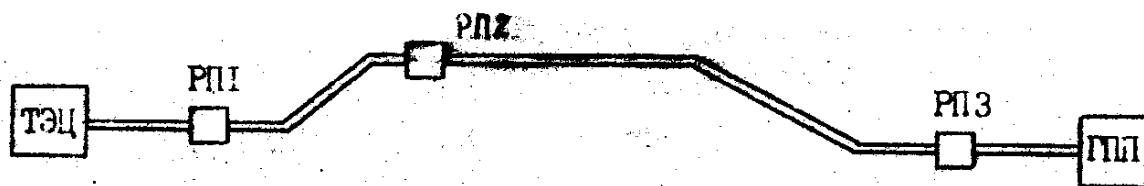


Рис. 4.8. Пример трассы магистрального токопровода напряжением 6–10 кВ

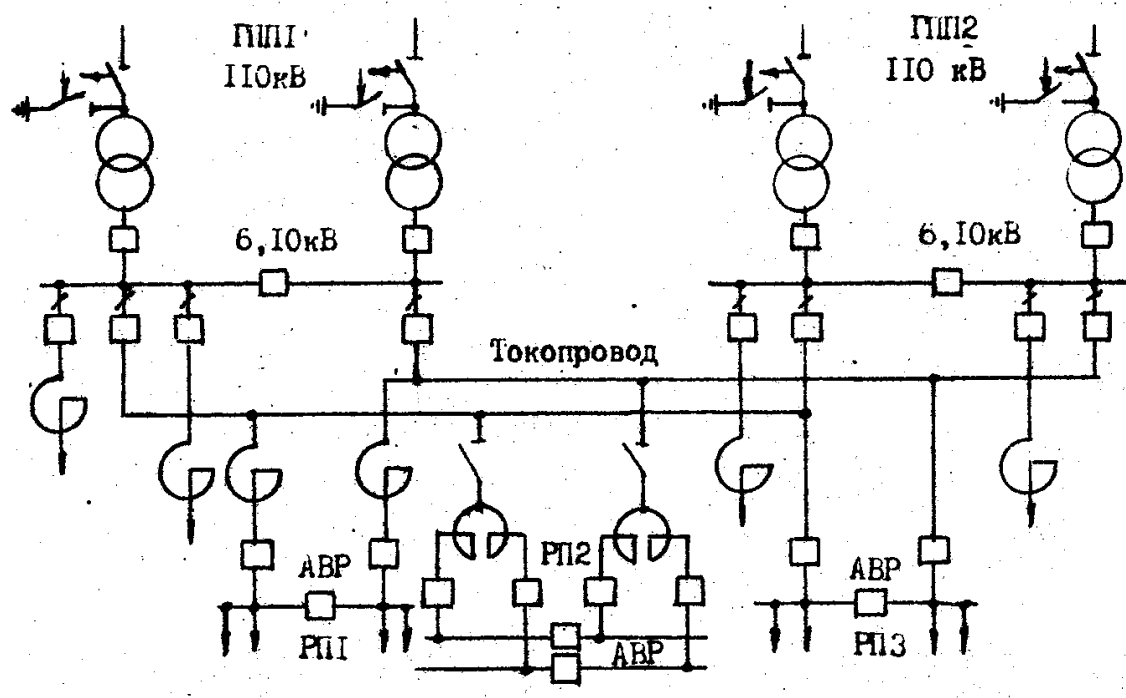


Рис. 4.9. Схема с двухниточным токопроводом напряжением 6–10 кВ и с двухсторонним питанием

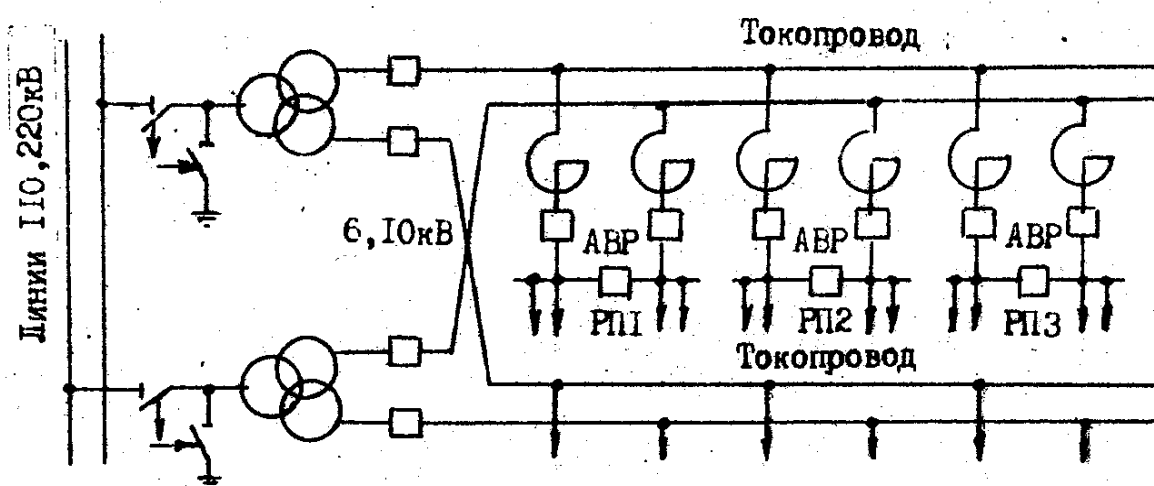


Рис. 4.10. Блочная схема «трансформаторы с расщеплёнными обмотками — токопроводы»

Схемы распределения электроэнергии с помощью токопроводов обеспечивают высокую надежность питания и пригодны для потребителей любой категории.

4.5. Смешанные схемы

СЭС ПП выполняются достаточно разветвленными и в общем случае являются смешанными. Они содержат как радиальные, так и магистральные схемы. При этом используются те же принципы построения, что были рассмотрены выше. Радиальные схемы могут быть одно- или двухступенчатыми, а магистральные линии подключаются к сборным шинам ГПП и РП. В смешанных схемах широко применяется резервирование питания.

На рис. 4.11 в качестве примера показан фрагмент смешанной схемы электроснабжения машиностроительного завода. Здесь рекомендуется применение радиальных схем питания. Основные производственные цехи снабжаются электроэнергией по радиальным или радиально-ступенчатым схемам. Однако в отдельных случаях экономически целесообразно питание потребителей осуществлять по магистральным линиям. Это относится, в частности, и электроснабжению неосновных, вспомогательных цехов (бытовки, мастерские, склады, ремонтные цехи и т. д.) при последовательном (линейном) их расположении на территории ПП.

Таким образом, для питания потребителей 1-й и 2-й категорий широко применяются радиальные (радиально-ступенчатые) схемы и двойные сквозные магистрали, а для потребителей 3-й категории – магистральные схемы. В некоторых случаях, в зависимости от положения электроприемников относительно питающей подстанции, электроснабжение последних осуществляется по радиальным линиям.

С целью ограничения токов КЗ применяются трансформаторы с расщепленными обмотками. Они имеют повышенное напряжение КЗ, что при определенных условиях позволяет отказаться от реактирования. Экономическое сравнение вариантов схемы с трансформатором с расщепленными обмотками и схемы с групповым сдвоенным токоограничивающим реактором показало преимущество первого варианта. Кроме того, при установке трансформаторов с расщепленными обмотками упрощается электрическая схема распределительного устройства и уменьшается объем строительно-монтажных работ. Однако необходимо отметить трудность регулирования напряжения на секциях, питающихся от разных обмоток такого трансформатора, по сравнению с питанием их от отдельных обычных трансформаторов.

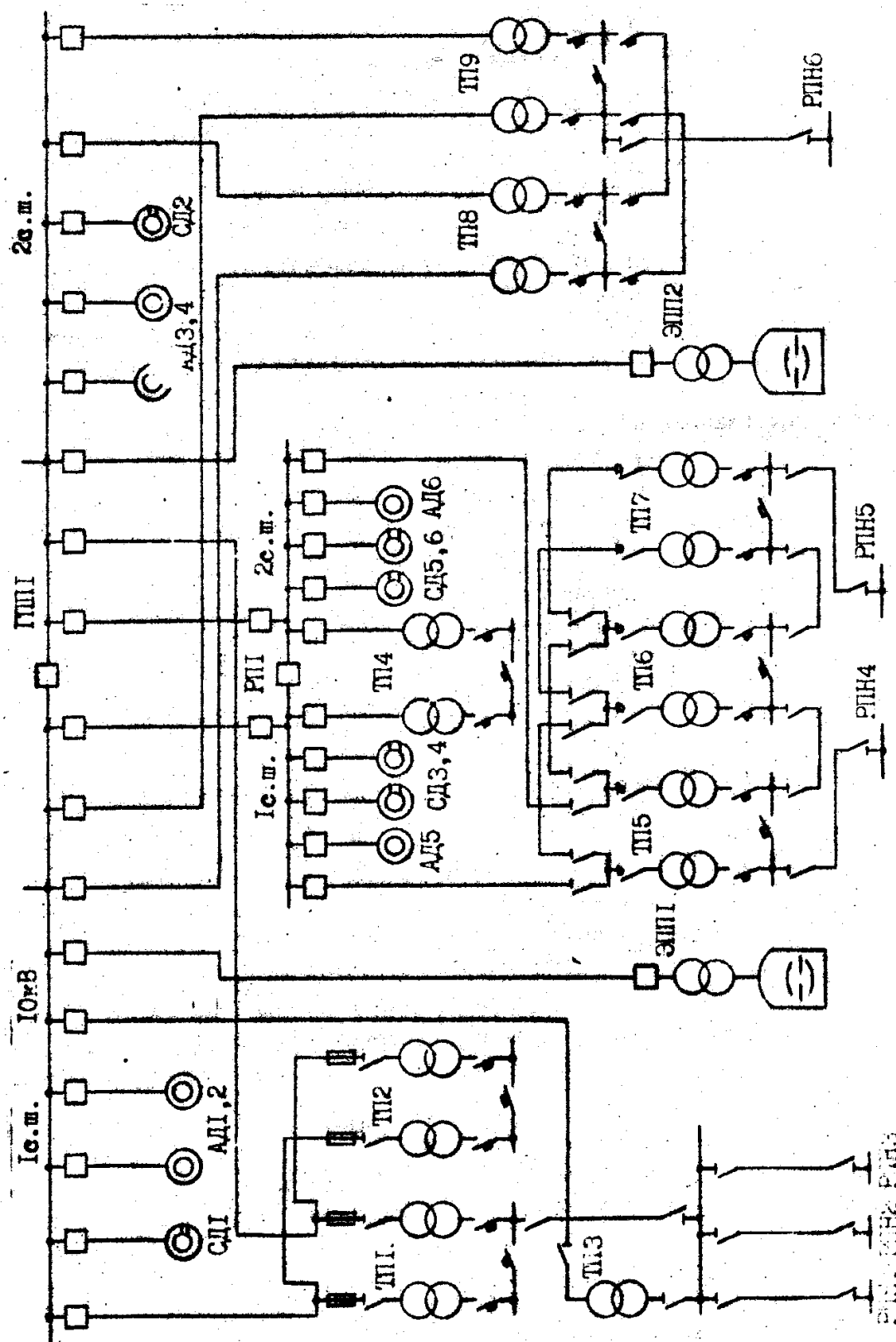


Рис. 4.11. Фрагмент схемы электроснабжения машиностроительного завода

При составлении расчетной схемы для определения токов КЗ и выбора аппаратов и шин необходимо учитывать схему подстанции и возможность подпитки места КЗ, присоединенными к данной подстанции электродвигателями при наиболее неблагоприятном режиме. На рис. 4.12, а показана схема с подключенными к ней крупными синхронными двигателями 3. Шины подстанции секционированы и нормально работают отдельно. При КЗ на одной из секций сборных шин в подпитке места КЗ участвуют только двигатели, подключенные к данной секции.

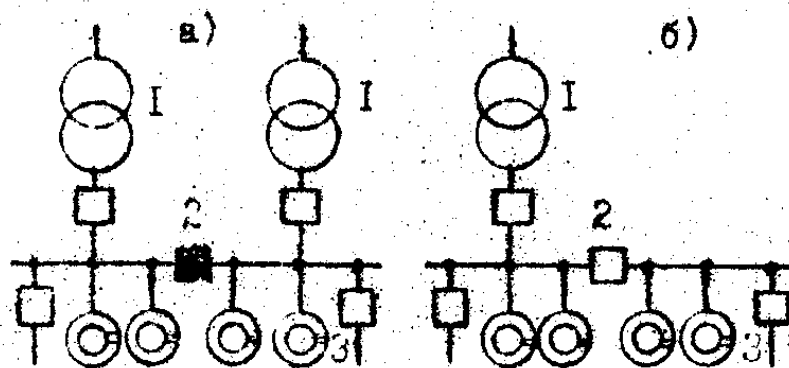


Рис. 4.12. Схема для расчёта токов КЗ

В послеаварийной режиме, а также при плановой ревизии одного из трансформаторов 1, включается секционный выключатель 2 и вся нагрузка переходит на оставшийся в работе трансформатор (рис. 4.12, б). При этом в случае КЗ на одной из секций сборных шин в подпитке КЗ будут участвовать все двигатели, присоединенные к данной подстанции. Токи и мощности КЗ возрастут. Расчеты показали, что возможное увеличение токов КЗ находится в пределах 20–30 %, что может привести к превышению допустимых параметров элементов электрической сети, если такой случай не рассматривать. Режим питания сети от одного трансформатора может продолжаться в течение нескольких суток и даже более. Следовательно, при расчете токов КЗ на шинах подстанции следует учитывать случаи питания от одного трансформатора двух секций, т. е. принимать расчетную схему, приведенную на рис. 4.12, б [Ермилов-1983].

4.6. Требования к схемам электроснабжения при наличии электроприёмников особой группы

Электроснабжение электроприёмников особой группы 1-й категории надёжности следует осуществлять таким образом, чтобы при выводе из работы любого элемента СЭС сохранялось питание этих электроприёмников. Для этой цели, кроме двух основных независимых ИП, требуется третий необходимый для безаварийного останова производства, а не для продолжения работы рассматриваемой группы. Мощность треть-

го ИП зависит от характера технологии данного производства. Этот ИП должен находиться в постоянной готовности к включению и автоматически включаться при исчезновении напряжения на обоих основных ИП. При выходе из работы одного из основных ИП третий ИП немедленно переводится в состояние готовности к включению, т. е. в режим горячего резерва,

С точки зрения требуемого быстродействия восстановления питания электроприёмники особой группы можно условно подразделить на две подгруппы. Электроприемники первой подгруппы допускают небольшой перерыв питания (0,5–2 с). Их питание должно быть восстановлено ранее, чем технологические параметры производства достигнут критических значений. В химических производствах к этой подгруппе относятся технологические блокировки и защиты, АСУ, некоторые электрозадвижки отсекали и т. п. Электроприёмники второй подгруппы допускают перерывы до 1–2 мин и даже до 10 мин. К ним относятся масляные насосы уплотнения взрывоопасных и токсичных газов, насосы масляной смазки турбокомпрессоров, электрические задвижки, а также аварийное освещение и вентиляция для обеспечения безопасности работающего персонала.

При рассмотрении вариантов и выборе схем питания электроприёмников особой группы 1-й категории надёжности не следует допускать чрезмерного усложнения этих схем. Схемы СЭС ПП следует стремиться строить рационально. По мере развития предприятия и наращивания, потребляемых им мощностей число независимых ИП может стать даже более трёх. Как правило, крупные ПП обычно имеют более двух независимых территориально разобщённых ИП, в число которых обычно входит ТЭЦ значительной мощности.

Ниже показаны примеры схем электроснабжения электроприёмников особой группы.

Крупное ПП цветной металлургии получает питание от ЭС по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ (рис. 4.13, а). Наиболее мощный потребитель – преобразовательная подстанция электролиза (КПП) – получает питание по отдельной воздушной линии 110 кВ и, кроме того, связан по токопроводам с ТЭЦ и с ГПП. Распределение электроэнергии внутри ПП осуществляется по мощным токопроводам 10 кВ через РП. При наличии секционирования токопроводов и кабельной перемычки между РП3 и РП4 питание последних с присоединёнными к ним электроприёмниками особой группы сохраняется при любой аварии, причем взаимное резервирование может быть выполнено автоматически.

Питание электроприёмников особой группы на напряжении до 1000 В от трех независимых ИП может быть осуществлено по схеме, приведенной на рис. 4.13, б.

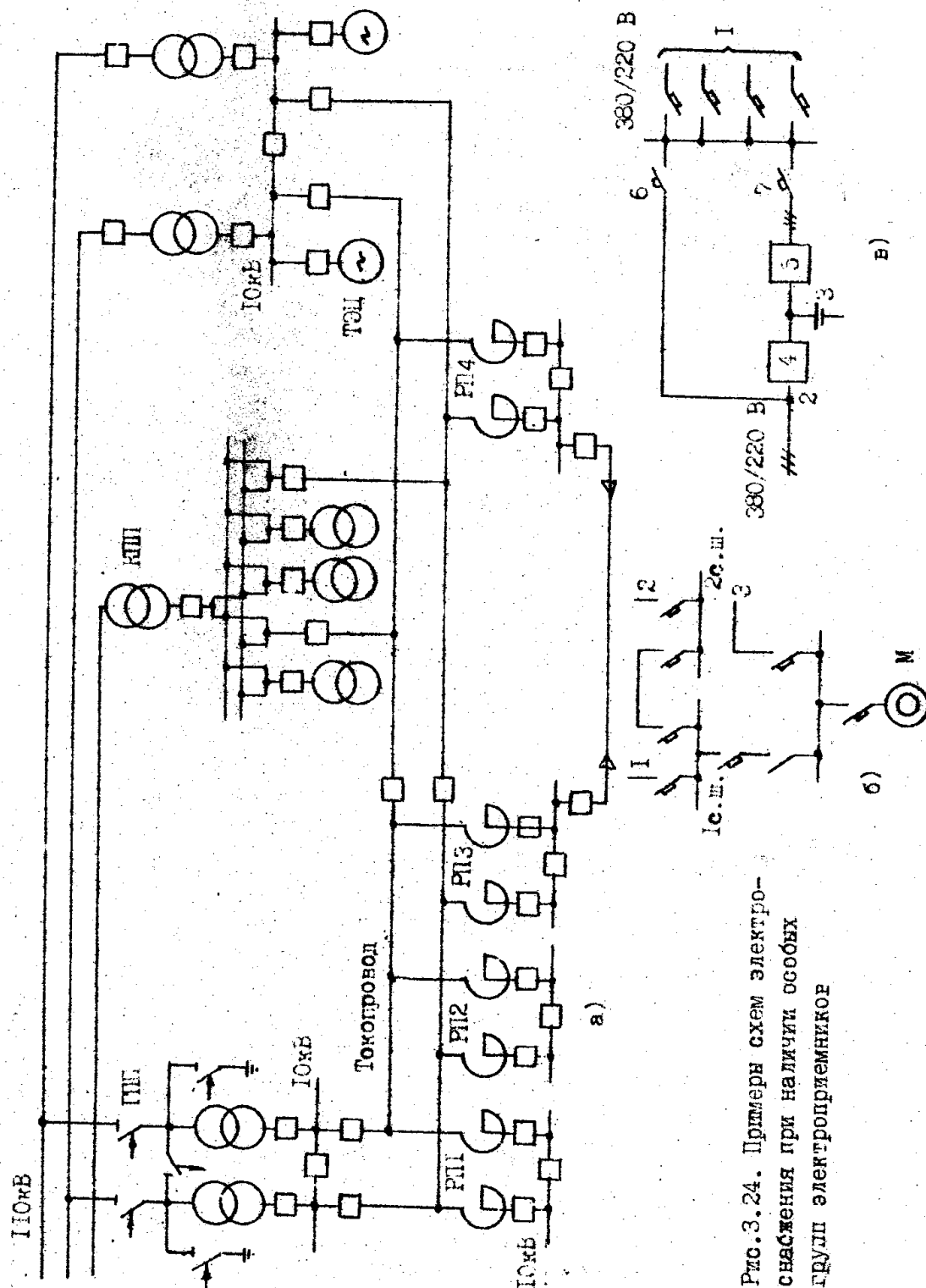


Рис. 3.24. Примеры схем электро-снабжения при наличии особых групп электроприемников

Рис. 4.13. Примеры схем электроснабжения при наличии особых групп 1-й категории надёжности

Установки гарантированного (бесперебойного) питания (УГП) следует применять для таких электроприемников особой группы, которые не допускают даже кратковременного перерыва питания. УГП имеют несколько модификаций и исполнений, одна из которых (простейшая) представлена на рис. 4.13, в. В нормальном режиме электроприемники 1 питаются от общей сети переменного тока 2. При аварии в этой сети питание электроприемников 1 автоматически переводится на аккумуляторную батарею 3, заряжаемую выпрямителем 4. Питание от аккумуляторной батареи подается через инвертор 5, находящийся до аварии в резерве. Переключение осуществляется с помощью автоматических выключателей или контакторов 6 и 7.

4.7. Ограничение токов короткого замыкания и их оптимизация

Снижение токов КЗ обусловлено требованиями уменьшения сечения кабелей, шин, проводов, токопроводов и применения более дешевой электрической аппаратуры, что дает экономию капитальных вложений в электрические подстанции и сети. Кроме того, снижение токов КЗ уменьшает общий ущерб, причиняемый аварией, т. к. снижает интенсивность действия тока в месте КЗ. Однако мероприятия по ограничению токов КЗ (реактивное, применение трансформаторов с расщепленными обмотками и др.) вызывают увеличение первоначальных затрат и ежегодных расходов и, что особенно существенно, ухудшают качество электроэнергии (увеличиваются отклонения напряжения при различных режимах работы, возрастают колебания напряжения при пуске и самозапуске двигателей, при резкопеременной нагрузке и т. д.). При проектировании СЭС ПП необходимо правильно сочетать все указанные противоречивые требования и факторы.

Основным критерием при определении оптимального тока КЗ является экономический фактор, т. е. минимум расчетных затрат, в которые входят стоимость оборудования и проводникового материала при разных токах КЗ, с одной стороны, и стоимость устройств и мероприятий по доведению качества электроэнергии до нормированного уровня, с другой стороны. В то же время необходимо учитывать ряд технических требований, которые в некоторых случаях являются решающими. В частности, это относится к вопросам качества электроэнергии, которое, в основном, определяется допустимыми колебаниями напряжения, и вопросам сохранения допустимого остаточного напряжения при пуске и самозапуске электродвигателей.

Из опыта проектирования СЭС ПП с толчковыми резкопеременными нагрузками, с вентильными приводами следует, что для обеспечения заданных показателей качества электроэнергии оптимальная мощность КЗ на шинах 6–10 кВ может быть принята в диапазоне 500–1000 МВ·А. При спо-

койных нагрузках оптимальная мощность КЗ должна составлять 200–350 МВ·А.

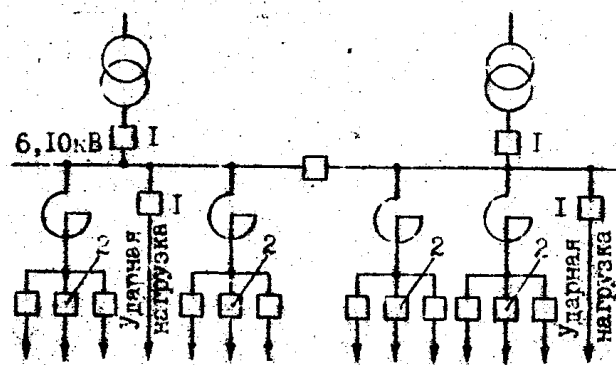


Рис. 4. 14. Схема подстанции при наличии спокойных и ударных нагрузок

нагрузкам, чтобы не увеличивать индуктивность цепей. На этих присоединениях применены мощные выключатели 1. На всех прочих отходящих линиях применено групповое реактирование и обычные сетевые выключатели 2 с отключающей мощностью до 350 МВ·А (с отключающей способностью токов КЗ до 20 кА).

Для ограничения токов КЗ в электрических сетях ПП прежде всего должны быть полностью исчерпаны рациональные схемные решения, рассмотренные ниже, а уже после этого, если потребуется, нужно дополнительно применить другие специальные мероприятия, к числу которых относятся установка реакторов и применение трансформаторов с расщепленными обмотками.

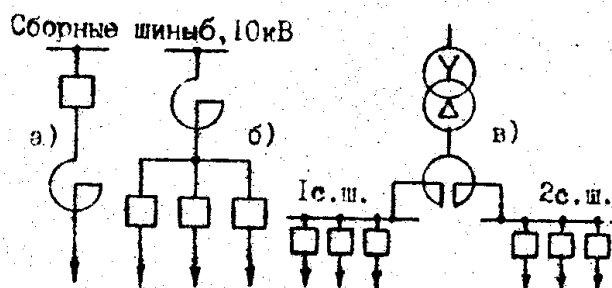


Рис. 4.15. Схемы реактирования питающих линий

отходящих линиях или на ответвлениях от шинных магистралей (рис. 4.15, б). Схемы с групповыми реакторами на большие токи обычной конструкции не нашли широкого применения. Это объясняется тем, что для ограничения тока КЗ до допустимых параметров выключателей нужно устанавливать групповые реакторы с очень большой реактивностью, достигающей до 15 %. При этом при изменении нагрузок возникают большие ко-

В общем случае при питании ударных и спокойных нагрузок от общих трансформаторов целесообразно устанавливать на всех линиях мощные дорогостоящие выключатели, т. к. большинство линий обычно питает спокойную нагрузку. С этой точки зрения представляет интерес схема на рис. 4.14. В схеме не предусмотрено реактирование на выводах трансформаторов и на линиях, идущих к ударным

Применение индивидуальных реакторов на отходящих линиях ГПП напряжением 6–10 кВ (рис. 4.15, а) вызывает значительное конструктивное усложнение и удорожание электрической и строительной части подстанций. Поэтому широко применяются схемы с групповыми реакторами на вводах питающих линий в распределительное устройство, на

лебания и отклонения напряжения. При установке же сдвоенных реакторов с реактивностью ветрей 7,5–10 % (рис. 4.15, в) для практически встречающихся случаев изменения графиков нагрузок колебания напряжения на секциях шин находятся в допустимых пределах. Значения этих колебаний получаются примерно такие же, как и при индивидуальных реакторах, и в 2–2,5 раза меньше, чем при обычных групповых реакторах.

Для ограничения токов подпитки высоковольтными электродвигателями места КЗ, например, сборных шин подстанции, на отходящих к мощным электродвигателям линиях устанавливаются индивидуальные реакторы. К указанным относятся электродвигатели реверсивных прокатных станов в металлургическом производстве, электродвигатели кислородно-конверторных производств и т. п.

Опыт проектирования показывает, что для ограничения токов КЗ на сборных шинах 6–10 кВ ГПП при напряжении питающих сетей 6 кВ иногда может потребоваться установка реакторов на вводах в распределительное устройство ГПП при мощности трансформаторов 40 МВ·А и выше, а при напряжении 10 кВ – при мощности трансформаторов 80 МВ·А и выше.

С целью ограничения токов КЗ применяются также трансформаторы с расщепленными обмотками. Они имеют повышенное напряжение КЗ, что при определенных условиях позволяет отказаться от реактирования. Экономическое сравнение вариантов схемы с трансформатором с расщепленными обмотками и схемы с групповым сдвоенным токоограничивающим реактором показало преимущество первого варианта. Кроме того, при установке трансформаторов с расщепленными обмотками упрощается электрическая схема распределительного устройства и уменьшается объем строительно-монтажных работ. Однако необходимо отметить трудность регулирования напряжения на секциях, питающихся от разных обмоток такого трансформатора, по сравнению с питанием их от отдельных обычных трансформаторов.

4.8. Выбор напряжения внутризаводского электроснабжения

В настоящее время основная часть электроэнергии внутри ПП распределяется на напряжениях 6 и 10 кВ. В распределительных сетях крупных ПП используется также напряжение 35 кВ. К магистральным линиям указанного напряжения присоединяются цеховые подстанции 35/6–10, 35/0,66 и 35/0,38 кВ. На напряжении 35 кВ электроэнергия передается также для питания крупных электроприемников, имеющих номинальное напряжение 35 кВ – электродуговых сталеплавильных печей, преобразовательных установок и др.

Для электроснабжения очень мощных потребителей начинает применяться напряжение 110 кВ, причем канализация электроэнергии осуществляется по кабельным линиям.

При выборе напряжения внутреннего электроснабжения предприятия следует учитывать рекомендации, приведенные в нормативном документе [СН 174-75, НТП-94].

В случае сравнения напряжений 6 и 10 кВ выбор целесообразной величины напряжения зависит от соотношения нагрузок 10(6) и 0,38 (0,66) кВ, причем критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные ежегодные затраты, в которых учитываются показатели как электрических сетей, так и понижающих трансформаторов цеховых ТП. При отсутствии высоковольтных электродвигателей или иных нагрузок, питаемых от рассматриваемой схемы электроснабжения, Нормы проектирования рекомендуют принимать более высокое напряжение 10 кВ.

Если на ПП кроме потребителей 0,38 и 0,66 кВ имеются потребители напряжением 6 кВ, суммарная номинальная мощность которых составляет 40–60 % общей нагрузки предприятия, то наиболее экономичной будет схема электроснабжения с использованием трансформаторов с расщепленными обмотками на 6 и 10 кВ и распределительной сетью двух напряжений. Лишь при нагрузке электродвигателей напряжением 6 кВ, превышающей 60–70% общей нагрузки ГПП, целесообразно ограничиться одним напряжением 6 кВ. Если нагрузка электродвигателей напряжением 6 кВ составляет до 20 % общей нагрузки ГПП, то применяют напряжение 10 кВ с установкой групповых или индивидуальных понижающих трансформаторов 10/6 кВ [Овчаренко-1977].

Для трансформаторов с нерасщепленными обмотками мощностью до 16 МВ·А при наличии электродвигателей напряжением 6 кВ практически во всех случаях целесообразно выбирать напряжение 6 кВ, а не 10 кВ, т. к. в общей стоимости расчетных затрат значителен удельный вес понижающих трансформаторов 10/6 кВ, необходимых для питания электродвигателей напряжением 6 кВ [Овчаренко-1977].

При напряжении генераторов заводской ТЭЦ 6 или 10 кВ, когда от ТЭЦ питается значительная часть нагрузки предприятия, применяется соответствующее напряжение. Во всех иных случаях напряжение нужно выбирать, сопоставляя технико-экономические показатели соответствующих вариантов.

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так, и для понижающих подстанций.

4.9. Выбор схемы внутризаводского электроснабжения

При выборе схемы внутризаводского электроснабжения ПП приходится решать многофакторную задачу. Не существует единой и простой рекомендации, на основании которой можно было бы однозначно решить этот вопрос. Тем не менее, имеется ряд определенных положений и принципов построения схем электроснабжения, рассматриваемых в курсе, которые позволяют рационально построить отдельные фрагменты схем либо наметить для сравнения наиболее простые варианты, отвечающие требованиям по надежности питания. Например, для питания цехов, имеющих большие сосредоточенные нагрузки (электролизное, электродное и химическое производства, дробильно-обогащительные комплексы горных предприятий и др.) следует рассмотреть возможность применения токопроводов; при последовательном расположении цехов в первую очередь нужно оценить вариант питания по магистральной схеме, а при «веерообразном» расположении цехов – вариант питания по радиальной схеме и т. д. Разумеется, что напряжение питания заводских потребителей, как правило, влияет на выполнение конкретной схемы электроснабжения.

При выборе схемы внутризаводского электроснабжения часто целесообразно сравнение не полных схем, а лишь отдельных их фрагментов. Сравнение производится по приведенным ежегодным затратам.

При курсовом и дипломном проектировании даётся только техническое обоснование схемы распределительных сетей предприятия. При этом должны удовлетворяться следующие требования строительных норм [СН 174-75, НТП-94].

1. Распределение электроэнергии на промышленном предприятии должно выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального расположения нагрузок, величины потребляемой мощности и других характерных особенностей проектируемого предприятия. Предпочтение следует отдавать, как правило, магистральным схемам.

2. Схемы электроснабжения предприятия следует выполнять одно- и двухступенчатыми.

3. Схема электроснабжения должна строиться так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли принять на себя его нагрузку путем перераспределения её между собой с учетом допустимой перегрузки.

4. При построении схем электроснабжения потребителей 1 и 2-й категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях схемы.

5. Схемы распределения электроэнергии на первой ступени от ГПП до РП на напряжении 6–10 кВ конструктивно принимаются следующими:

– на крупных энергоемких предприятиях при передаче в одном направлении мощности более 15–20 МВ·А при напряжении 6 кВ, более 25–35 МВ·А при напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А при напряжении 35 кВ – магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью токопроводов;

– на крупных и средних предприятиях с меньшими потоками мощности – магистральные и радиальные схемы, осуществляемые с помощью кабельных линий.

6. Магистральные схемы напряжением 6–10 кВ для питания цеховых ТП должны применяться:

- при последовательном, линейном расположении ТП;
- для группы технологически связанных агрегатов.

7. Число трансформаторов напряжением до 10 кВ, присоединяемых к одной магистрали, следует принимать 2–3 при их мощности 1000–2500 кВ·А и 3–4 – при меньших мощностях (исходя из пропускной способности кабельной линии, состоящей из одного кабеля).

8. Радиальные схемы следует применять при нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника питания:

– одноступенчатые радиальные схемы нужно выполнять при питании больших сосредоточенных нагрузок (насосные, компрессорные, преобразовательные подстанции, электрические печи и т.п.);

– двухступенчатые радиальные схемы (установку цеховых высоковольтных РП) применяют при наличии в цехах большой группы электроприемников (асинхронные и синхронные двигатели, электрические печи и т. д.) напряжением выше 1000 В. Необходимость сооружения высоковольтных РП в цехах определяется технико-экономическими расчетами. Вопрос о сооружении РП следует рассматривать, как правило, при числе отходящих линий с обеих секций РП не менее 8.

9. Схемы цеховых трансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ должны проектироваться без сборных шин первичного напряжения. Однако появление и применение вакуумных выключателей, обладающих малыми габаритами и высокими технико-экономическими эксплуатационными характеристиками, позволяет говорить о возможности их применения для защиты ТП, в том числе, и при радиальном питании.

10. Глухое присоединение цехового трансформатора должно применяться при радиальном питании за исключением случаев:

- питания от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации;
- необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты.

11. Установка коммутационного аппарата перед цеховым трансформатором при магистральной схеме питания подстанции обязательна.

4.10. Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т.д.

Токопроводы напряжением 6–10–35 кВ (жесткие и гибкие) при нормальной окружающей среде прокладываются на открытых опорах, а при загрязненной среде или при загруженной коммуникациями территории – в закрытых галереях, туннелях и на железобетонных кронштейнах, укрепляемых на наружной стене производственного здания.

Кабельные линии могут прокладываться в траншеях, блоках, каналах, туннелях, на кабельных эстакадах и в галереях. Прокладка кабелей в блоках допускается: в местах пересечений с железными дорогами; в условиях большой стесненности трассы; в местах, где возможны случаи разлива расплавленного металла и т.п.

Типы кабелей выбираются в зависимости от принятого способа прокладки в соответствии с рекомендациями.

После выбора и расчета схемы внутреннего электроснабжения рисуется полная принципиальная электрическая схема предприятия. На схеме показываются все связи ГПП (ЦРП) с высоковольтными РП, ТП и высоковольтными электроприемниками, а также связи ТП с низковольтными РПН. На схеме указываются также тип и длина воздушных и кабельных линий, типы силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры, предохранителей, трансформаторов тока и напряжения, шин распределительных устройств, трансформаторов собственных нужд, конденсаторных установок, комплектных распределительных устройств и измерительных приборов, устанавливаемых на стороне высшего и низшего напряжения главной понизительной подстанции. При этом в обозначении используемого электрооборудования следует обязательно указать номинальные данные, например, напряжение, мощность, ток, а также ток электродинамической стойкости, коэффициент трансформации трансформаторов тока и т.д.

Для пояснительной записки на формате А3 рисуется упрощенная схема электроснабжения предприятия (без разъединителей, трансформаторов тока и напряжения). На ней показываются только шины низшего напряжения ГПП, РП, ТП, РПН и высоковольтные электроприемники. Схема на формате А3 используется для пояснения расчетов питающих линий предприятия. На рис. 4.16 приведен пример упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения предприятия.

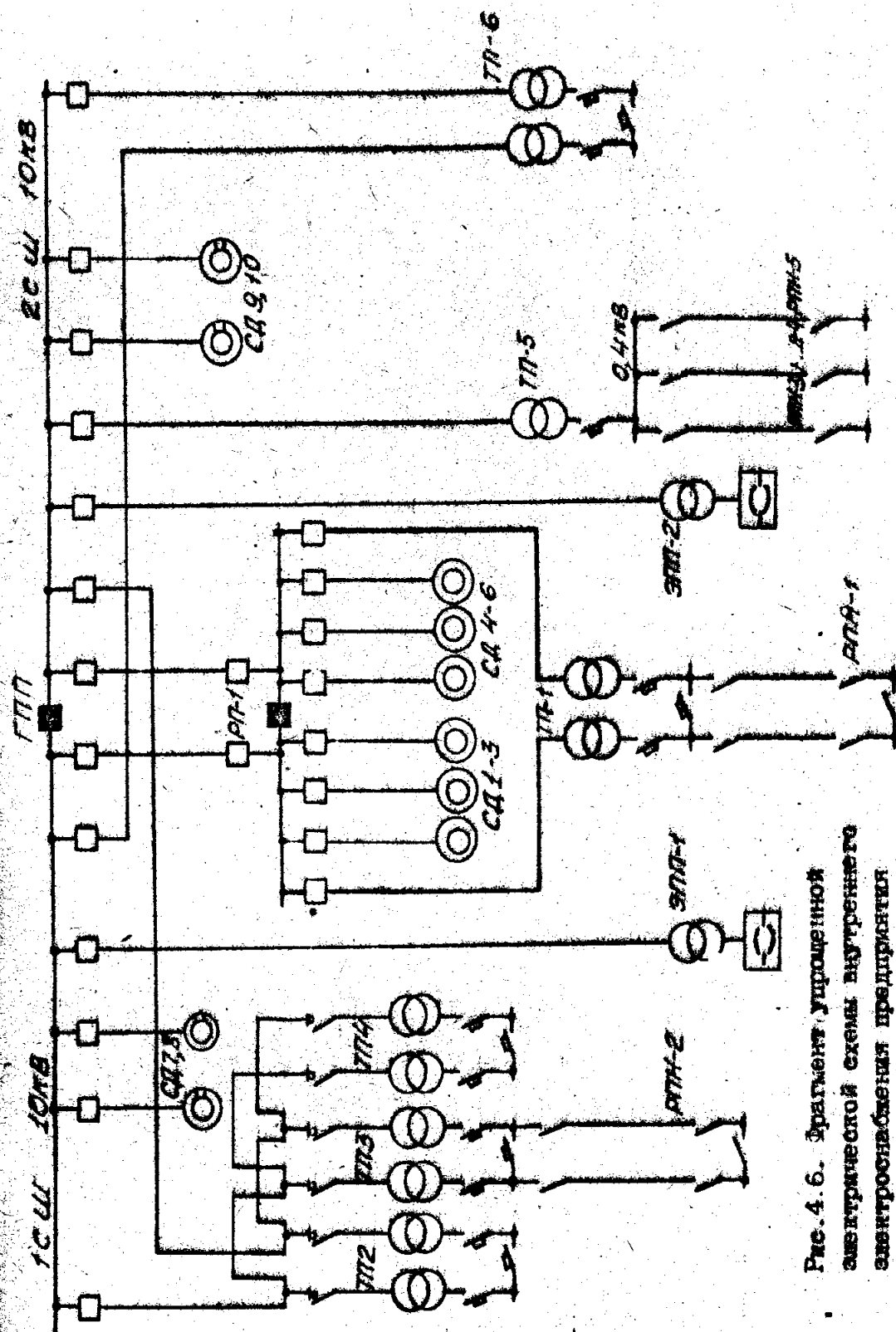


Рис. 4.6. Фрагмент упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения предприятия

53

Рис. 4.16. Вариант упрощенной электрической схемы внутреннего электроснабжения предприятия

4.11. Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 6–10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.1)$$

где $S_{p.k}$ – мощность, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме работы СЭС:

– при питании электроприёмников на разных уровнях системы электроснабжения определяется по их расчётной мощности [СЭС. Часть 2];

– при питании одотрансформаторной цеховой подстанции – номинальная мощность силового трансформатора;

– при питании двухтрансформаторной подстанции – номинальная мощность одного трансформатора с учётом коэффициента его загрузки в нормальном режиме ($S_{p.k} = K_{з.н} \cdot S_{т.ном}$; $K_{з.н} = 0,7$ для трансформаторов с масляным охлаждением или негорючим диэлектриком; $K_{з.н} = 0,5$ для трансформаторов с сухой изоляцией);

– для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме ($S_{p.k} = \sum K_{з.нi} \cdot S_{т.номi}$), питающихся по данному участку магистральной линии;

– при питании распределительного устройства напряжением 6–10 кВ – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

Сечение кабельной линии первоначально определяют по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.k}}{j_{\text{э}}}, \quad (4.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности T_M использования максимума нагрузки [ПУЭ, табл. 1.3.36].

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды [Спр.Бар-91, 3, табл. 2-41]. Для выбранного кабеля по таблицам находят длительно допу-

стимый ток $I_{\text{дл.доп}}$ по [ПУЭ, глава 1.3 или каталоги заводов-изготовителей].

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{дл.доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}, \quad (4.3)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [ПУЭ, глава 1.3]; $K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [ПУЭ, глава 1.3]; $n_{\text{к}}$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Согласно ПУЭ для кабельных линий, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина, его составляет более 10 м. Например, при прокладке кабеля в траншее и кабельном канале цеха коэффициент $K_{\text{т}}$ берется по температуре цеха не ниже +20–25 °С.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 1-й и 2-й категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть $I_{\text{ПА}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}$. Допустимая перегрузка кабеля в указанном режиме

$$I'_{\text{ПА}} = K_{\text{ПА}} \cdot I_{\text{доп.ф}} > \frac{I_{\text{ПА}}}{n_{\text{к}}}, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{ПА}}$ – коэффициент перегрузки, определяемый по [ПУЭ, табл. 1.3.1, 1.3.2] или по каталогам заводов-изготовителей кабельной продукции.

Потеря напряжений в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р.к}} \cdot r_0 \cdot L_{\text{к}} + Q_{\text{р.к}} \cdot x_0 \cdot L_{\text{к}}}{n_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot 100 \% \leq \Delta U = 5 \%, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{р.к}}$, $Q_{\text{р.к}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки, передаваемые по кабелю; x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля [ЭТС, табл. 14-18].

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля $F_{\text{т.с}}$ по термической стойкости к токам короткого замыкания

$$F_{\text{т.с}} = \frac{I_{\text{к.п}} \cdot \sqrt{t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} + T_{\text{А}}}}{C}, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{к.п}}$ – действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в начале кабельной линии, А; $t_{\text{р.з}}$ – время отключения короткого замыкания релейной защитой (селективной токовой защитой), с; $t_{\text{о.в}}$ – полное время отключения выключателя, с; $T_{\text{А}}$ – время

протекания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с; C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$, например для кабелей напряжением 10 кВ с алюминиевыми жилами и полихлорвиниловой изоляцией $C = 78 \frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$.

Для оценки теплового воздействия токов короткого замыкания на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения короткого замыкания. С этой целью строят диаграмму селективности действия релейной защиты (селективной токовой защиты) с учётом ступеней селективности устройств релейной защиты на разных уровнях системы электроснабжения.

Величина ступени селективности Δt зависит от вида защиты и элементной базы, на основе которой выполнена эта защита. Рассмотрим применяемые величины ступеней селективности [Ершов РЗ. Ч.3]:

1. Современные автоматические выключатели напряжением до 1 кВ имеют, как правило, ступень селективности равную 0,1 с. В то же время есть выключатели, имеющие значительно большие ступени селективности, например, выключатели серии «Электрон» имеют $\Delta t = 0,2-0,25$ с.

2. Все защиты электрической сети напряжением выше 1 кВ имеют большие значения ступени селективности, которые, в основном, определяются их элементной базой:

2.1. Для защит, выполненных на основе электромеханических реле, $\Delta t = 0,5-0,7$ с. Принимают $\Delta t = 0,5$ с.

2.2. Для защит, выполненных на основе полупроводниковых элементов (статические реле), а также микропроцессорных защит отечественного производства, $\Delta t = 0,4$ с.

2.3. Для микропроцессорных (цифровых) защит иностранного производства $\Delta t = 0,3$ с.

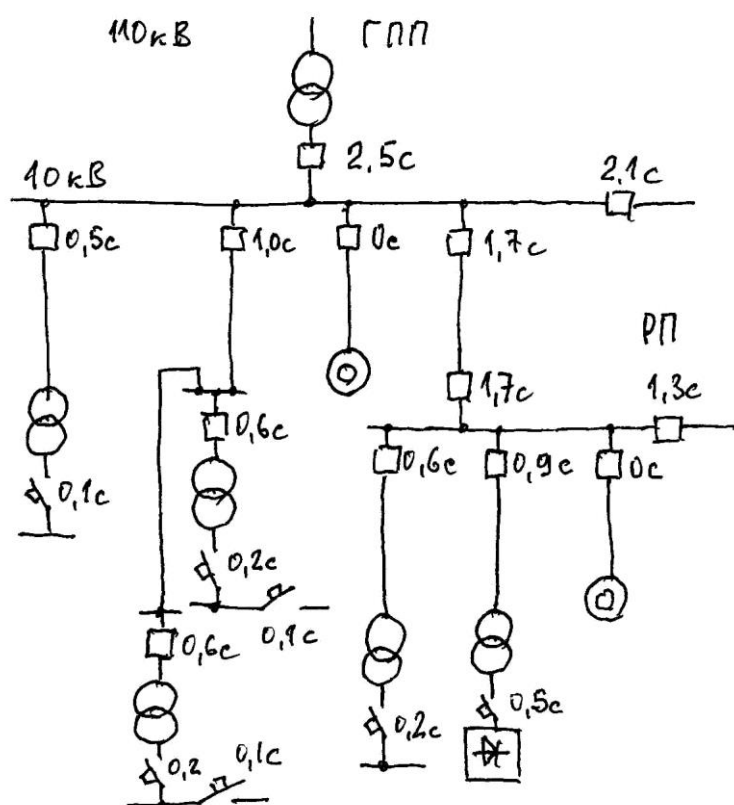


Рис. 4.17. Диаграмма селективности

На рис. 4.17 приведен фрагмент схемы электропитания, на которой показано формирование диаграммы селективности срабатывания релейной защиты (селективной токовой защиты) на разных уровнях системы электропитания. Здесь принято, что величина степени селективности для автоматических выключателей напряжением до 1 кВ принята равной $\Delta t = 0,1$ с, а для устройств защиты электрической сети напряжением 6–10 кВ равной $\Delta t = 0,4$ с.

Если выбранное в данном разделе сечение кабеля оказывается меньше $F_{Т.С.}$, производится его соответствующее уточнение.

Положения по расчету и выбору токопроводов на напряжение 6, 10, 35 кВ приведены в справочниках [Спр.Бар-91, разделы 1-22–25; 5, раздел 14].

5. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор трансформаторов цеховых ТП является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. В общем случае выбор трансформаторов представляет собой достаточно сложную задачу, которая может иметь не одно, а несколько решений. Из них следует выбрать наилучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико-экономическое сравнение вариантов.

5.1. Перегрузки трансформаторов

Прежде чем приступить к выбору мощности трансформаторов, рассмотрим их перегрузочные способности, которые распространяются как на трансформаторы напряжением 6–10/0,4 кВ, так и напряжением 35–110–220/6–10 кВ.

Номинальной мощностью трансформатора называется мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего срока службы – примерно 20 лет – при нормальных температурных условиях, в частности, при температуре окружающей среды 20 °С, допустимом превышении температуры верхних слоев масла (в зависимости от системы охлаждения трансформатора: 95 °С – с естественным охлаждением М и охлаждением Д; 75 °С – с принудительной циркуляцией масла ДЦ [ПТЭЭС, ПТЭП]).

В общем случае эксплуатация силовых трансформаторов проходит при иных температурных условиях, в частности, на открытом воздухе. Поэтому с целью учета конкретных условий окружающей среды введено понятие номинальной (паспортной) мощности трансформатора $S_{Т.НОМ.ПАСП}$ при расчетной среднегодовой температуре окружающей среды $\Theta_{С.Г} = +5$ °С и предельной температуре этой среды $\Theta_{О.С} = +35$ °С.

В местностях, где среднегодовая температура отличается от $\Theta_{С.Г} = +5$ °С, номинальная мощность трансформатора снижается с повышением $\Theta_{С.Г}$ или повышается с понижением $\Theta_{С.Г}$

$$S_{Т.НОМ} = S_{Т.НОМ.ПАСП} \left(1 - \frac{5 - \Theta}{100} \right). \quad (5.1)$$

В условиях, когда температура окружающей среды $\Theta_{О.С} > +35$ °С, номинальная мощность трансформатора дополнительно снижается на 1 % на каждый градус повышения температуры в пределах до 45 °С. При дальнейшем повышении $\Theta_{О.С}$ обязательно применение форсированного охлаждения трансформатора.

Для масляных трансформаторов и трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком допускается продолжительная нагрузка одной или двух обмоток током, превышающим на 5 % номинальный ток ответвления, если напряжение не превышает номинальное значение [ПТЭЭС, ПТЭП].

В условиях эксплуатации в зависимости от графика нагрузок силовые трансформаторы в отдельные периоды времени оказываются недогруженными, а в другие – перегруженными. Перегрузка трансформаторов возникает также в послеаварийных режимах. Поэтому мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом их перегрузочной способности.

При эксплуатации трансформаторов различают следующие виды перегрузок: систематические, аварийные и послеаварийные.

Систематические перегрузки бывают двух видов – суточные и сезонные.

Суточные перегрузки. Дополнительная нагрузка трансформаторов сверх номинальной в часы дневного или вечернего максимума нагрузки электроприёмников допускается за счет неполного использования номинальной мощности трансформатора в течение остального времени суток: *на каждые 10 % недогрузки трансформатора за предшествующий период суточного графика нагрузки допускается его перегрузка на 3 % в часы максимума нагрузки (3 %-е правило)*

$$S_{\text{доп}} = S_{\text{Т.НОМ}} \cdot (1 - K_{3.Г}) \cdot 0,3, \quad (5.2)$$

где $K_{3.Г} = S_C/S_M$ – коэффициент заполнения графика нагрузки; S_C и S_M – средняя и максимальная нагрузки этого графика.

Сезонные перегрузки. В течение года трансформатор имеет разную нагрузку: зимой – больше, летом – меньше. Поэтому *в зимнее время допускается перегрузка на 1 % на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 % номинальной мощности (1 %-е правило)*. Суточную и сезонную перегрузки разрешается допускать одновременно, при этом общая перегрузка не должна превышать 30 % номинальной мощности трансформатора.

Примечание. Следует отметить, что допустимые продолжительные перегрузки дополнительно регламентируются инструкциями заводов-изготовителей. Поэтому при эксплуатации следует обращать на это внимание.

Аварийные перегрузки. В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры окружающей среды – табл. 5.1 [ПТЭЭС, ПТЭП].

Таблица 5.1

Аварийные перегрузки трансформаторов

<i>Масляные трансформаторы</i>					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
<i>Сухие трансформаторы</i>					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Послеаварийные длительные перегрузки имеют место, например, при аварии с одним из двух взаимно резервирующих трансформаторов. При автоматическом переключении электроприёмников с аварийно отключившегося трансформатора у второго, оставшегося в работе трансформатора возникает перегрузка.

Согласно ГОСТ 14209-97 допускаемая послеаварийная перегрузка масляных трансформаторов принимается в зависимости от времени её суточной продолжительности и от температуры охлаждающего воздуха. Расчетную суточную продолжительность послеаварийной перегрузки трансформаторов следует принимать соответственно количеству рабочих смен предприятия (цеха): при односменной работе – 4 часа, при двухсменной – 8 часов, при трехсменной – 12–24 часов.

Допустимые послеаварийные перегрузки масляного трансформаторов рекомендуется определять по табл. 5.2 с учетом вида их установки:

а) для трансформаторов, установленных на открытом воздухе – в зависимости от эквивалентной годовой температуры охлаждающего его воздуха района размещения подстанции (в качестве примера в табл. 5.3 приведены значения годовых эквивалентных температур для некоторых населенных пунктов, для остальных пунктов данные представлены в ГОСТ 14209-97);

Если взять условия Челябинска, где среднегодовая температура составляет +9,2 °С, то при предшествующей нагрузке трансформатора, не превышающей 0,8, в течение 8 часов трансформатор с масляной и дутьевой системами охлаждения М и Д (например, ТДН, ТРДН – система охлаждения ONAN) можно перегружать на 50 % ($K_{з.г.доп} = 1,5$).

Примечание. условных обозначений видов систем охлаждения, принятых по ГОСТ и МЭК приведено в табл. 5.4.

б) для трансформаторов, установленных в закрытых камерах или неотапливаемых помещениях (цехах) – по эквивалентной годовой температуре 10 °С;

в) для внутрицеховых подстанций, устанавливаемых в отапливаемых цехах – по эквивалентной годовой температуре 20 °С.

Таблица 5.2

Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки, не превышающей 0,8 номинального тока

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	-25°C				-20°C				-10°C			
	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD
0,5	2,0	2,0	1,9	1,7	2,0	2,0	1,8	1,6	2,0	2,0	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	1,7	1,6	2,0	2,0	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,5
2,0	2,0	1,9	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,4	1,9	1,8	1,5	1,4
4,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,3
8,0	1,7	1,6	1,6	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3-
24,0	1,7	1,5	1,6	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	0°C				10°C				20 °C			
	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD
0,5	2,0	2,0	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,5	2,0	1,8	1,5	1,4
1,0	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,4	1,3
2,0	1,9	1,7	1,5	1,3	1,8	1,5	1,4	1,3	1,7	1,5	1,3	1,2
4,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,3	1,2	1,5	1,3	1,3	1,2
8,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	30 °C				40 °C			
	ONAN	ON	OF	OD	ONAN	ON	OF	OD
0,5	1,9	1,7	1,4	1,3	1,8	1,6	1,3	1,3
1,0	1,8	1,5	1,3	1,3	1,7	1,4	1,3	1,2
2,0	1,6	1,4	1,2	1,2	1,5	1,3	1,2	1,1
4,0	1,4	1,3	1,2	1,1	1,3	1,2	1,1	1,1
8,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1
24,0	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1

Таблица 5.3

Значения среднегодовой эквивалентной температуры
окружающего воздуха (выборка)

Населенный пункт	Эквивалентная годовая температура, °С	Населенный пункт	Эквивалентная годовая температура, °С
Алма-Ата	14,3	Москва	10,1
Архангельск	5,8	Ростов-на-Дону	14,0
Астрахань	15,7	Рязань	9,6
Владивосток	10,0	Самара	11,1
Волгоград	14,5	Санкт-Петербург	8,6
Горький	8,9	Ташкент	17,9
Екатеринбург	7,8	Тбилиси	16,4
Иркутск	7,1	Уфа	9,9
Киев	11,2	Харьков	12,1
Кустанай	8,6	Челябинск	9,2
Минск	9,6	Ярославль	7,9

Таблица 5.4

Соответствие условных обозначений видов систем охлаждения,
принятых по ГОСТ и МЭК

Условное обозначение		Масляные трансформаторы
ГОСТ	МЭК	
М	ONAN	Естественная циркуляция воздуха и масла
Д	ONAF	Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла
МЦ	OFAN	Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла
НМЦ	ODAN	Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла
ДЦ	OFAF	Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла
НДЦ	ODAF	Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла
Ц	OFWF	Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла
НЦ	ODWF	Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла

Примечание. О требованиях к длительно допустимой перегрузке, регламентируемой разными правилами технической эксплуатации. В электроэнергетике Российской Федерации, существуют два вида Правил:

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Министерства энергетики РФ № 229 от 19 июня 2003 г. (ПТЭ сетевые) [ПТЭЭС].

2. Правила эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденные приказом Министерством энергетики РФ № 6 от 13 января 2003 г. (ПТЭ потребительские) [ПТЭП].

В ранее действовавших ПТЭ сетевых (до 1996 г.) и потребительских (до 2003 г.) было записано: «Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 % общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформатора».

В действующих правилах [ПТЭП, п. 2.1.20; ПТЭЭС, п. 5.3.14] записано: «Для трансформаторов в зависимости от режима работы допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов изготовителей», которые определяются требованиями ГОСТ 14209-97.

Допустимая (наибольшая) загрузка трансформаторов в нормальном режиме работы определяется категорией питаемых электроприемников, числом трансформаторов и способов резервирования. В Нормах проектирования [СН 174-75, НТП-94] рекомендовано принимать следующие допустимые коэффициенты загрузки $K_{з, доп}$:

- при преобладании нагрузок 1-й категории надёжности электроснабжения при двухтрансформаторных подстанциях – 0,65–0,7;
- при преобладании нагрузок 2-й категории надёжности электроснабжения при однострансформаторных подстанциях и взаимном резервировании трансформаторов по связям вторичного напряжения – 0,7–0,8;
- при преобладании нагрузок 2-й категории при наличии централизованного резерва трансформаторов и при нагрузках 3-й категории – 0,9–0,95;
- при преобладании нагрузок 1-й и 2-й категорий и взаимном резервировании трёх трансформаторов, питающихся от трех источников, – 0,93.

Указанные коэффициенты загрузки определены исходя из необходимого взаимного резервирования при выходе из работы одного из трансформаторов с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе (резервирующего) трансформатора.

При курсовом и дипломном проектировании при наличии в производственных цехах электроприёмников 1-й и 2-й категорий надёжности электроснабжения для двухтрансформаторных подстанций допустимый коэффициент загрузки $K_{з, доп}$ будем принимать равным $K_{з, доп} = 1,4$.

Для трансформаторов с сухой или литой изоляцией допускается загрузка не более 100 % номинальной мощности, т. е. перегрузка для них непустима.

5.2. Выбор числа трансформаторов цеховых ТП

Число трансформаторов на цеховых подстанциях определяется в зависимости от категории надежности электроснабжения, удельной плотности нагрузки, числа рабочих смен, размеров цеха и т. д.

Однотрансформаторные подстанции 6–10/0,4 кВ применяются для потребителей 3-й категории и потребителей 2-й категории при условии резервирования их питания по связям на вторичном напряжении между соседними ТП. Наличие этих связей позволяет экономично решать вопрос питания в периоды очень малых нагрузок (ночные смены, выходные дни) путем отключения части трансформаторов.

Двухтрансформаторные подстанции применяются для питания потребителей 1-й и 2-й категорий. Их рекомендуется выбирать: при преобладании нагрузок 1-й категории; при наличии электроприемников особой группы; для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения {насосные и компрессорные станции, газовое хозяйство и т. п.).

Трёхтрансформаторные подстанции экономически нецелесообразны и применяются в виде исключения в следующих случаях: для питания мощных электроприемников, сосредоточенных в одном месте; при невозможности рассредоточения подстанций отсутствия свободного места, пожароопасности окружающей среды и т. д., например, на текстильных предприятиях, химических производствах и т. п. Кроме того, на таких подстанциях усложняются: выполнение автоматического ввода резерва (каждая из трёх секций сборных шин напряжением 0,4 кВ должна иметь АВР с двумя смежными секциями сборных шин); выполнение оперативных переключений как по стороне высшего, так и низшего напряжения ТП и др.

5.3. Выбор мощности трансформаторов цеховых ТП

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников цеха, от размеров площади, на которой они размещены и т. д. Исходной величиной служит экономически целесообразная мощность $S_{т.э}$ трансформаторов, которая находится по удельной плотности B электрической нагрузки цеха. Чем выше плотность электрической нагрузки, тем экономически выгоднее устанавливать в цехе трансформаторы с большей единичной мощностью. В цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большой единичной мощностью увеличивает длину питающих линий (расход цветного металла про-

водников) цеховой сети и потери электроэнергии в них. Поэтому при малой удельной плотности электрической нагрузки в цехе выгоднее устанавливать большее количество трансформаторов с меньшей единичной мощностью.

При глухом заземлении нейтрали электрической сети напряжением до 1000 В следует принимать трансформаторы со схемой соединения обмоток «треугольник-зигзаг» Δ/Z_N при их мощности до 400 кВ·А включительно и со схемой соединения обмоток «треугольник-звезда» Δ/Y_N при мощности трансформаторов 400 кВ·А и выше.

Данная рекомендация определяется в основном надежностью действия релейной защиты от однофазных коротких замыканий в сетях напряжением до 1000 В.

Исходной величиной служит экономически целесообразная мощность $S_{ТЭ}$ трансформаторов, которая находится по удельной плотности σ электрической нагрузки цеха

$$\sigma = \frac{S_{р.ц}}{F_{ц}}, \quad (5.3)$$

где $S_{р.ц}$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА; $F_{ц}$ – площадь цеха, м². Величина σ рассчитана в предположении равномерного распределения электрических нагрузок по площади цеха.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ТЭ}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-электрических расчетов – табл. 5.5.

Таблица 5.5

Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов $S_{ТЭ}$ от плотности σ нагрузки цеха

σ , кВ·А/м ²	0,03	0,05	0,07	0,08	0,11
$S_{ТЭ}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,15	0,20	0,25	0,30	$\geq 0,35$
$S_{ТЭ}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Величина σ рассчитана в предположении равномерного распределения электрических нагрузок по площади цеха.

Во многих случаях выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по описанному условию не получается. Например, расчетная нагрузка цеха, имеющая 3-ю категорию, при плотности её 0,15 кВ·А/м² составляет 380 кВ·А. Трансформатор мощностью $S_{ТЭ} = 1000$ кВ·А, который следует выбрать в данном случае, здесь принят быть не может. Однако, учитывая зависимость $S_{ТЭ} = f(\sigma)$, нужно взять один трансформатор наибольшей мощности, т. е. 400 кВ·А. Выбирать другие трансформаторы – два по

250 кВ·А или три по 160 кВ·А – экономически нецелесообразно, т. к. их мощности еще более отличаются от 1000 кВ·А.

На выбор числа трансформаторов цеховых ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью *сокращения складского резерва* на предприятиях следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке (выбираемых при проектировании) *типоразмеров трансформаторов до трёх-четырёх*.

Таким образом, в общем случае мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчётной нагрузки цеха, а также ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Экономически целесообразное число трансформаторов, устанавливаемых в цеховых ТП, определяется рядом факторов, обусловленных капитальными вложениями в трансформаторные подстанции, в высоковольтные и низковольтные конденсаторные батареи, стоимость потерь электроэнергии в др.

В соответствии с Указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности [Указания ТПЭП-1984] для каждой группы технологически связанных цеховых трансформаторов одинаковой мощности их **минимальное число** в цехе определяется по формуле

$$N_{\text{Т.мин}} = \frac{P_{\text{р.ц}}}{K_{\text{з.доп}} \cdot S_{\text{Т.ном}}} + \Delta N, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{р.ц}}$ – расчетная (наибольшая суммарная) нагрузка данной группы трансформаторов, кВт; $K_{\text{з.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме питания; $S_{\text{Т.ном}}$ – принятая номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А; ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное (оптимальное) число трансформаторов

$$N_{\text{Т.э}} = N_{\text{Т.мин}} + m, \quad (5.5)$$

где m – дополнительное число трансформаторов, определяется по графикам, представленным на рис. 5.1, в зависимости от числа $N_{\text{Т.мин}}$, добавки ΔN и загрузки трансформаторов $K_{\text{з.доп}}$.

Пример. Расчетная электрическая нагрузка прокатного цеха $P_{\text{р}} = 9520$ кВт. В соответствии с величиной удельной плотности нагрузки B выбраны трансформаторы с номинальной мощностью $S_{\text{Т.ном}} = 1000$ кВ·А при допустимом коэффициенте загрузки в нормальном режиме $K_{\text{з.доп}} = 0,7$.

По формуле (6.4) находим минимальное число трансформаторов

$$N_{\text{Т.мин}} = \frac{9520}{0,7 \cdot 1000} + 0,14 = 14$$

и добавку до ближайшего целого $\Delta N = 0,4$. На рис. 6.1, а этим данным соответствует точка А в зоне, где $m = 1$. Следовательно, экономически целесообразное число трансформаторов в цехе по формуле (6.5)

$$N_{ТЭ} = 14 + 1 = 15.$$

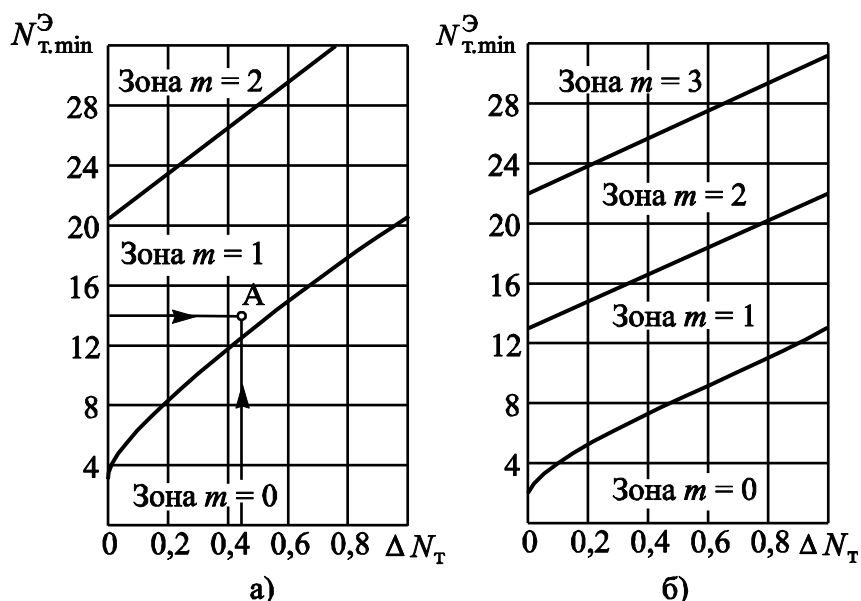


Рис. 5.1. Кривые для определения числа трансформаторов m :
а – $K_{з.доп} = 0,7–0,8$; б – $K_{з.доп} = 0,9–1,0$

При трех трансформаторах и менее их число, найденное по формуле (6.4) не корректируется. Отметим, что *с точки зрения удобства резервирования целесообразно принимать чётное число трансформаторов, устанавливаемых в цехе*. Однако с целью обеспечения экономически выгодной загрузки трансформаторов может быть принято и нечётное число трансформаторов. Учитывая достаточно высокий удельный вес стоимости цеховых затрат ТП в затратах на цеховую электрическую сеть, при определении числа цеховых трансформаторов следует иметь в виду возможность ограничения активной нагрузки в послеаварийном режиме за счет отключения потребителей 3-й категории и неответственных потребителей 2-й категории.

Если $N_{Т.мин}$ оказывается более 1,2–1,3, но менее двух, то следует принять к установке два трансформатора, имеющих экономически целесообразную мощность. Если $N_{Т.мин}$ менее указанных значений, то для потребителей 1-2 и 2-й категории в цехе (отделении) нужно установить также два трансформатора, но с номинальной мощностью, на ступень меньшей экономически целесообразной мощности $S_{ТЭ}$.

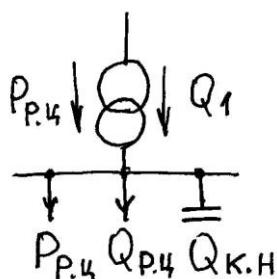


Рис. 5.2. Распределение нагрузок трансформатора

При выборе трансформаторов цеховых ТП определяется реактивная нагрузка Q_1 , которую трансформаторы могут передавать из сети напряжением 6 или 10 кВ в сеть напряжением до 1000 В (рис. 5.2). Выбор мощности трансформаторов первоначально осуществляется по расчетной активной нагрузке $P_{P.ц}$ цеха, и они, в общем случае, могут и не пропустить всю расчетную реактивную нагрузку $Q_{P.ц}$ этого цеха.

Величина наибольшей реактивной мощности $Q_{1.P}$, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия его допустимой загрузки

$$Q_{1.P} = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.доп} \cdot S_{T.ном})^2 - P_{P.ц}^2}. \quad (5.6)$$

В общем случае мощности $Q_{1.P}$ и $Q_{P.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{P.ц}, & \text{если } Q_{1.P} \geq Q_{P.ц}; \\ Q_{1.P}, & \text{если } Q_{1.P} < Q_{P.ц}. \end{cases} \quad (5.7)$$

Из анализа выражения (6.7) следует:

1. Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1.P}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{P.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 6–10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная всей расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{P.ц}$ (рис. 6.2).

2. Если оказывается, что мощность $Q_{1.P}$ меньше нагрузки $Q_{P.ц}$, т. е. трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{P.ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею $Q_{K.Н}$ мощностью (рис. 6.2)

$$Q_{K.Н} = Q_{P.ц} - Q_1. \quad (5.8)$$

Это основная группа низковольтных конденсаторов цеховой ТП. Следует отметить, что при оптимизации параметров устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленного предприятия определяется мощность дополнительной группы конденсаторов, которые могут быть установлены на стороне низшего напряжения той же ТП [Проек.Праховник].

При определении коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах примем следующие положения:

1. В цехе примем к установке чётное количество трансформаторов, т. е. подстанции будут иметь двухтрансформаторное исполнение, тогда количество ТП в цехе будет равно

$$M = \frac{N_T}{n} = \frac{N_T}{2}. \quad (5.9)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов, устанавливаемых в ТП.

2. Каждая ТП в цехе работает самостоятельно от других ТП и нагрузка, приходящаяся на одну ТП цеха, будет равна

$$S_{ТПi} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{M}. \quad (5.10)$$

Для обеспечения резервирования по стороне низшего напряжения выполняют резервные перемычки между ТП, которые могут передавать до 15 % номинальной мощности ТП.

3. При выходе из работы одного из трансформаторов его нагрузка передаётся на 2-й трансформатор только этой ТП. Принципиально часть нагрузки может быть передана по резервным перемычкам на другие ТП.

С учётом изложенного коэффициенты загрузки трансформаторов i -й ТП в нормальном и послеаварийном режимах (без учёта резервирования по низкой стороне) будут соответственно равны

$$K_{3.H} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{M \cdot n \cdot S_{T.HOM}}; \quad K_{3.П} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{M \cdot (n-1) \cdot S_{T.HOM}}. \quad (5.11)$$

Если в цехе по результатам расчётов электрических нагрузок получается двухтрансформаторная ТП, то соответствующие коэффициенты загрузки трансформаторов определяют по выражениям

$$K_{3.H} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{T.HOM}}; \quad K_{3.П} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{T.HOM}}. \quad (5.12)$$

Если в цехе предполагается установка двухтрансформаторной ТП, а мощность трансформаторов отличается от экономически целесообразной $S_{T.Э}$, то номинальную мощность трансформатора можно определить по условию пропуска предельной активной нагрузки цеха

$$S_{T.HOM} \geq K_{3.П} \cdot P_{P.Ц} = 1,4 \cdot P_{P.Ц}. \quad (5.13)$$

Например, силовой трансформатор с номинальной мощностью $S_{T.HOM} = 1000$ кВ·А может пропустить при коэффициенте загрузки в послеаварийном режиме $K_{3.П} = 1,4$ максимальную расчётную активную нагрузку цеха $P_{P.Ц} = 1400$ кВт, трансформатор с $S_{T.HOM} = 630$ кВ·А максимальную нагрузку $P_{P.Ц} = 882$ кВт. Следовательно, при диапазоне расчётной нагрузки цеха $\Delta P_{P.Ц} = 882-1400$ кВт рекомендуется в ТП устанавливать два трансформатора с номинальной мощностью $S_{T.HOM} = 1000$ кВ·А. Результаты аналогичных рассуждений сведены в первые две колонки таблицы табл. 5.6.

Таблица 5.6

Условия выбора номинальной мощности трансформатора				
$S_{T.HOM} \geq 1,4 \cdot P_{P.Ц}$		$S_{T.HOM} \geq \frac{1,4 \cdot P_{P.Ц}}{1,1}$		
Диапазон расчётной активной нагрузки $\Delta P_{P.Ц}$, кВт	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора $S_{T.HOM}$, кВ·А	Диапазон расчётной активной нагрузки $P_{P.Ц}$, кВт	Величина наибольшей реактивной мощности, Q_1 , квар	$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_1}{P_{P.Ц}}$
88,2–140	100	80,10–127,3	58,3	0,458
140–224	160	127,3–203,6	93,4	
224–350	250	203,6–318,2	145,8	
350–560	400	318,2–509,0	233,5	
560–882	630	509,0–801,2	368,8	
882–1400	1000	801,2–1273	583	
1400–2240	1600	1273–2036	934	
2240–3500	2500	2036–3182	1458	

Но, рассмотренный вариант определения номинальной мощности имеет следующий существенный недостаток – в предельном случае при максимальной загрузке трансформатора активной нагрузкой он совсем не пропускает реактивную нагрузку, например, трансформатор с $S_{T.HOM} = 1000$ кВ·А при передаче активной нагрузки $P_{P.Ц} = 1400$ кВт реактивную нагрузку совсем не может передать в электрическую сеть 380 В – $Q_1 = 0$ квар (см. рис. 6.2).

Поэтому целесообразно рассмотреть вопрос снижения диапазона передаваемой активной мощности $\Delta P_{P.Ц}$ через трансформатор, например, 10 %, т. е. номинальную мощность трансформатора определять из условия

$$S_{T.HOM} \geq \frac{1,4 \cdot P_{P.Ц}}{1,1}. \quad (5.14)$$

В этом случае получим, что для трансформатора с номинальной мощностью $S_{T.HOM} = 1000$ кВ·А диапазон передаваемой активной мощности уменьшится до $\Delta P_{P.Ц} = 801,2–1273$ кВт, но в предельном случае он сможет передать в электрическую сеть реактивную мощность $Q_1 = 583$ квар, при этом коэффициент реактивной мощности будут равен $\operatorname{tg} \varphi = 0,458$, что является оптимальным режимом работы трансформаторной подстанции. Результаты расчётов для рассматриваемого варианта выбора номинальной мощности трансформатора сведены в 3–5-ю колонки табл. 6.6.

5.4. Выбор местоположения и типа трансформаторной

Местоположение подстанций следует выбирать по возможности ближе к центрам электрических нагрузок. Однако при этом нужно учитывать расположение технологического оборудования и предусматривать установку подстанций так, чтобы они не препятствовали нормальному ходу технологического процесса.

В зависимости от места расположения, трансформаторные подстанции напряжением 6–10/0,4 кВ (ТП) разделяют на внутрицеховые, встроенные, пристроенные, отдельно стоящие и другие – рис. 5.3.

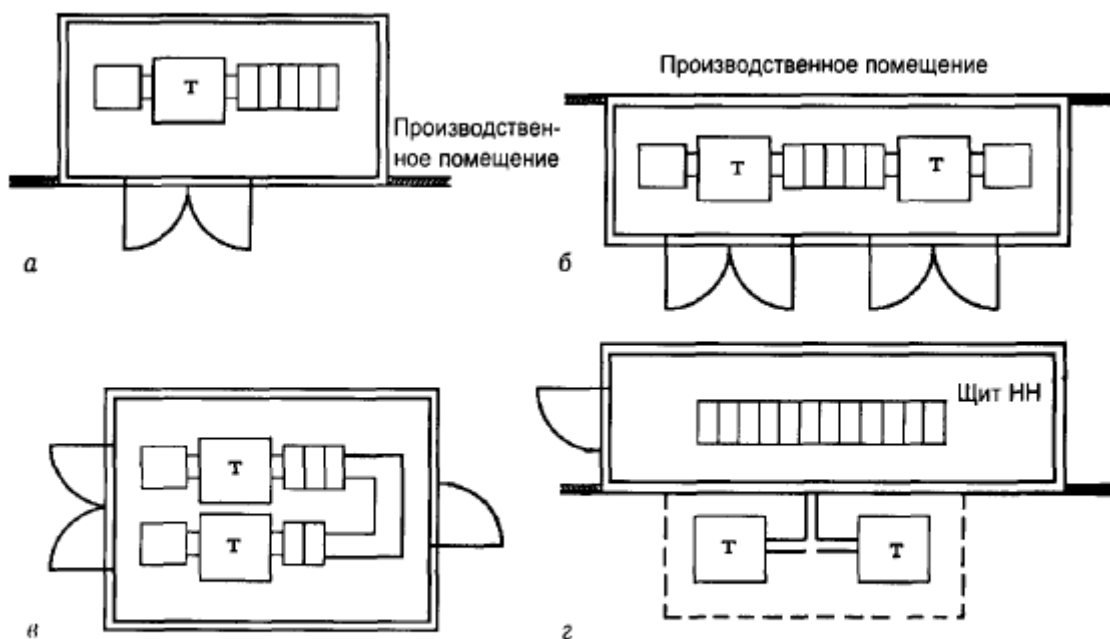


Рис. 5.3. Компоновки ТП: а – встроенная; б – пристроенная; в – отдельно стоящая; г – с наружной установкой трансформаторов

Наиболее экономичным типом с точки зрения расхода проводникового материала (цветного металла) и потерь электроэнергии в питающих сетях является **внутрицеховая** трансформаторная подстанция. Располагаются такие подстанции между опорными колоннами либо около внутренних или наружных стен здания внутри цеха. В этом случае обычно используются комплектные трансформаторные подстанции. К недостаткам применяемых внутрицеховых подстанций относится то, что они занимают дефицитную площадь цеха. Поэтому сооружение их возможно не во всех цехах.

Встроенные ТП являются менее экономичными, чем внутрицеховые. Они располагаются внутри цеха в специальных помещениях обычно около наружных стен здания, вдоль стены, расположенной со стороны ГПП или РП.

Пристроенные ТП сооружаются снаружи, у стен зданий цехов, и в конструктивном отношении могут быть, как закрытыми, так и открытыми.

Наименее экономичными как по капитальным затратам, так и по эксплуатационным расходам являются *отдельно стоящие* ТП. Они используются для питания группы мелких отдельно расположенных цехов либо для питания электроприемников одного цеха, когда расположение подстанции в нем недопустимо по условиям пожаро-, взрывобезопасности или по другим соображениям. Применение отдельно стоящих ТП должно быть обосновано технически либо технико-экономически.

Если нагрузка цеха небольшая и не превышает 100–200 кВ·А, то часто возникает вопрос – устанавливать ли в данном цехе свою ТП или только низковольтный распределительный пункт РПН, запитав его от ТП соседнего цеха? Решение зависит от величины нагрузки, расстояния до ТП соседнего цеха, стоимости электроэнергии и т. п. В практике проектирования используют следующее положение. Установка РПН в данном цехе и питание его от ТП соседнего цеха экономически выгодна при выполнении условия

$$S_{p,ц} \cdot L \leq 15000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \cdot \text{м}, \quad (5.15)$$

где $S_{p,ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха кВ·А; L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

При определении расстояния L следует учитывать, что кабели в траншеях и на сооружениях между ТП и РПН прокладываются не по прямой, а параллельно проходам и проездам между зданиями цехов. Кроме того, следует иметь в виду, что ТП и РПН нужно устанавливать в центрах электрических нагрузок соответствующих цехов.

При выборе ТП часто намечается несколько вариантов, поэтому в общем случае следует провести их технико-экономическое сопоставление и принять наилучший из них. Учитывая значительный объем расчетов при выполнении курсового проекта, указанные технико-экономические расчеты можно не выполнять, а просто принять по техническим преимуществам один из намеченных вариантов.

В заключение отметим, что в практике проектных организаций выбор трансформаторов цеховых ТП осуществляется по средней нагрузке за наиболее загруженную смену [Барыбин-1990]. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов. Во-первых, ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением. Во-вторых, не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу, а некоторые из них в процессе эксплуатации практически не используются. При возрастании же нагрузки трансформаторы могут быть заменены на другие, имеющие на ступень большую мощность, так как (фундаменты под них предусматриваются ещё на стадии проектирования. Однако при точном определении ожидаемых электрических нагрузок теоретически правильно выбор трансформаторов осуществлять по расчетной (максимальной) мощ-

ности. При этом пики температуры отдельных частей трансформаторов не будут превышать допустимых.

5.5. Цеховые трансформаторные подстанции

5.5.1. Схемы и основное оборудование трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции состоят из следующих конструктивных частей:

- распределительного устройства высшего напряжения;
- трансформаторов;
- распределительного устройства низшего напряжения.

На рис. 5.4. показана схема двухтрансформаторной подстанции, которая питается по двойной магистральной схеме. Каждая из подходящих и отходящих кабельных линий подключены к секциям сборных шин напряжением 10 кВ с помощью выключателей нагрузки QW. В свою очередь, каждый из трансформаторов подключен к сборным шинам через разъединители QS и выключатели Q. На стороне низшего напряжения установлены вводные автоматические выключатели QF. Отходящие от ТП линии подключены к сборным шинам с помощью рубильников QS и автоматические выключатели QF.

Рассмотрим основное оборудование, установленное в ТП.

На стороне высшего напряжения ТП может питаться от радиальных или магистральных линий (см. раздел 4).

При радиальном питании ТП по кабельной линии должно выполняться глухое присоединение кабеля к трансформатору за исключением питания ТП от пункта, находящегося в ведении другой эксплуатирующей организации или при необходимости установки отключающего аппарата по условиям защиты (рис. 5.5, а). При питании ТП по воздушной линии на вводе устанавливается разъединитель и ограничитель напряжения ОПН (рис. 5.5, б). В настоящее время с появлением компактных вакуумных выключателей для управления и защиты ТП появилась возможность установки такого коммутационного аппарата и при питании ТП по радиальным линиям.

В случае подвода магистральной линии к трансформатору подстанции (рис. 5.6, а, б, в) обязательно следует предусматривать защитные и коммутационные аппараты. Наиболее дешевой конструкцией высоковольтного ввода является схема с разъединителем и плавким предохранителем (рис. 5.6, г). Эту схему применяют при необходимости отключения разъединителем трансформатора на холостом ходу, при относительно редких включениях и отключениях трансформатора (например, не более нескольких раз в месяц). Схема (рис. 5.6, д) имеет преимущество: предохранитель защищает разъединитель и отключает токи КЗ при повреждении последнего.

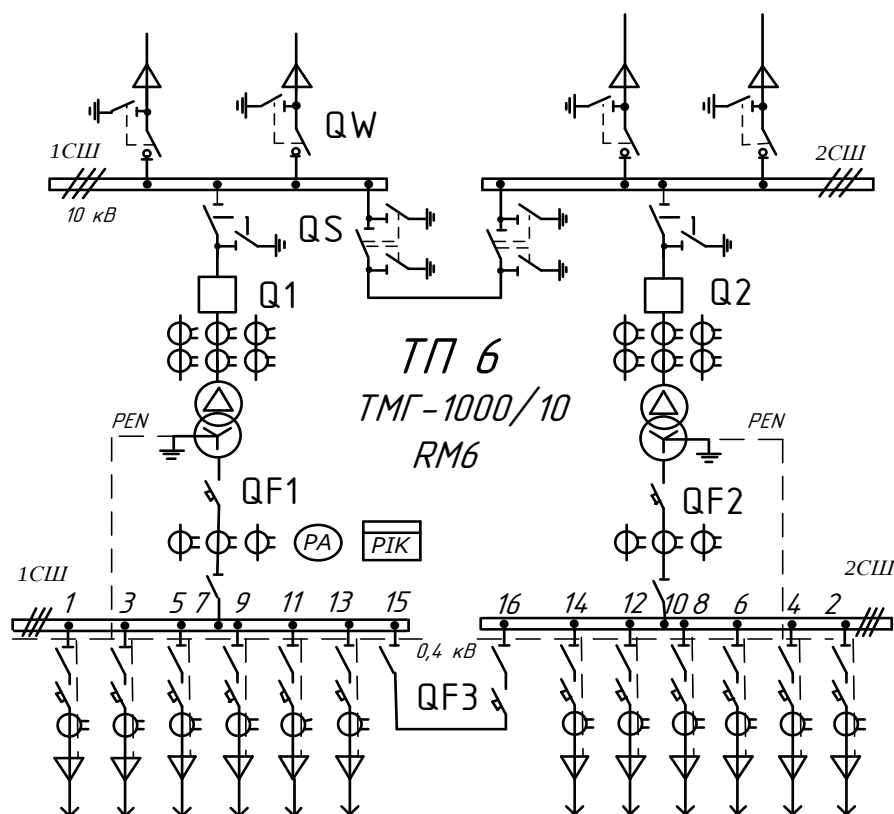


Рис. 5.4. Схема трансформаторной подстанции

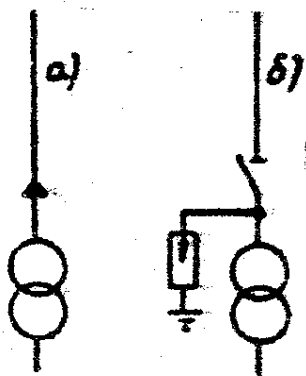


Рис. 5.5. Схема подключения ТП к радиальной линии

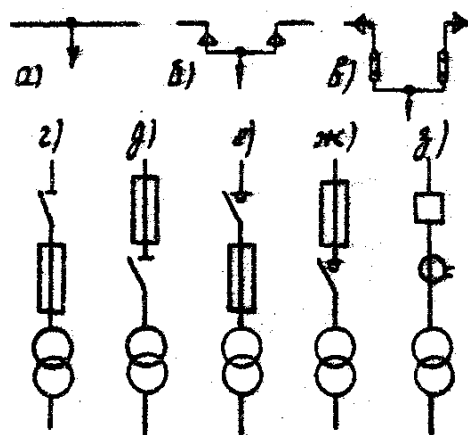


Рис. 5.6. Схемы питания ТП от магистральных линий

В случаях, когда требуется частая коммутация трансформатора ТП со стороны высокого напряжения (по условиям технологического процесса производства, в котором участвует группа электроприемников, питаемых от данной ТП, при отключении трансформатора в периоды снижения нагрузки по экономическим соображениям и т.п.) вместо разъединителя применяют выключатель нагрузки совместно с предохранителем (рис. 5.6, ж). Выбор той или иной схемы определяется конкретной конструкцией выключателя нагрузки и ячейки, в которой он установлен.

При значительных токах короткого замыкания, когда выключатель нагрузки оказывается неустойчив к их действию, применяют масляный, элегазовый или вакуумный выключатель (рже. 5.6, з). Например, в схемах электроснабжения металлургических предприятий, по указанной причине выключатели нагрузки используют редко.

Масляный, вакуумный или элегазовый выключатель со стороны напряжения 6, 10 кВ цеховой ТП устанавливают также при частых, например, ежедневных, коммутациях цепи трансформатора, питающего, как правило, отдельные обычно мощные потребители (электродуговые печи, преобразовательные установки и т. п.), а также при необходимости применения защит со стороны высшего напряжения трансформатора указанной ТП.

Соединение трансформаторов со сборными шинами распределительного устройства низшего напряжения может осуществляться по следующим схемам:

– без применения коммутационных аппаратов (рис. 5.7, а), если исключена подача напряжения на трансформатор из сети низшего напряжения, а отключение трансформатора в нормальных и аварийных режимах производится аппаратами со стороны высшего напряжения;

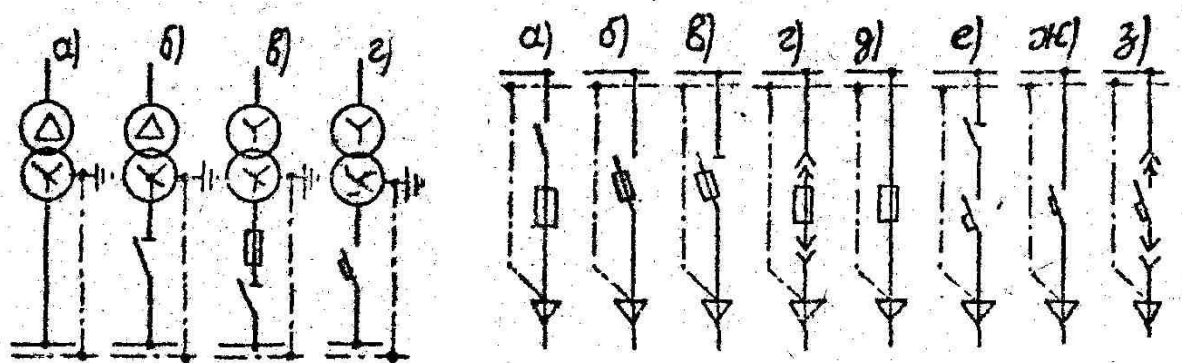


Рис. 5.7. Соединение трансформатора со сборными шинами РУ низшего напряжения и подключение отходящих от ТП линий

– с применением неавтоматических аппаратов (рубильников или выключателей нагрузки), если на трансформатор не может подаваться напряжение со стороны низшего напряжения, но требуется ручное отключение нагрузки или ручное отделение трансформатора от распределительного устройства (РУ) низкого напряжения (рис. 5.7, б);

– с применением аппаратов защиты – плавких предохранителей (рис. 5.7, в) или автоматических выключателей (рис. 5.7, г).

Отходящие от РУ низшего напряжения линии могут содержать неавтоматические выключатели с плавкими предохранителями (рис. 5.7, а), плавкие предохранители с механическим приводом (рис. 5.7, б, в), предохранители без дополнительных аппаратов (рис. 5.7, г, д), автоматические

выключатели на выдвижных блоках или выкатных тележках (рис. 5.7, е, ж, з).

В качестве секционных аппаратов в распределительном устройстве низшего напряжения ТП в зависимости от требуемой надёжности электропитания могут быть использованы два последовательно включенных рубильника, два выключателя нагрузки, автоматический выключатель или магнитный пускатель.

Сегодня в проектной практике на стороне низшего напряжения 0,4 кВ двухтрансформаторной подстанции с силовыми трансформаторами мощностью 250 кВ·А и более, напряжением 6–10/0,4 кВ начинает применяться схема, где вместо одного секционного выключателя, соединяющего секции сборных шин напряжением 0,4 кВ (рис. 5.8, а), устанавливаются два перекрестно включаемых секционных выключателя, каждый из которых «верхними» контактами подключается к «своему» трансформатору, а «нижними» – к «чужой» секции сборных шин (рис. 5.8, б). Например, трансформатор Т1 с помощью выключателя QF1 соединяется со «своей» 1-й секцией сборных шин 1СШ, а с помощью выключателя QF4 – с «чужой» 2-й секцией сборных шин 2СШ. Аналогично трансформатор Т2 с помощью выключателей QF2 и QF3 соединен соответственно со 2СШ и 1СШ. При этом связи между секциями шин 1СШ и 2СШ отсутствуют.

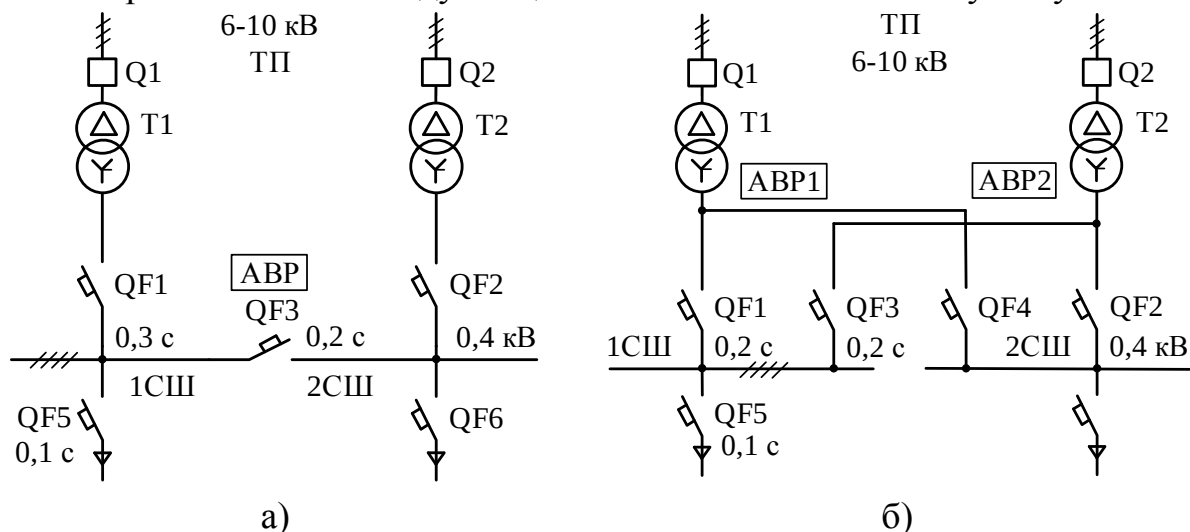


Рис. 5.8. Варианты исполнения схем распределительных устройств напряжением 0,4 кВ трансформаторных подстанций

Рассмотрим различия в выборе параметров вводных и секционных выключателей и особенности построения релейной защиты и автоматики для схем РУ-0,4кВ, представленных на рис. 5.8 (далее обозначим их соответственно схема 1 и схема 2). Для сравнения схем в качестве примера рассмотрим двухтрансформаторную ТП с трансформаторами мощностью по 630 кВ·А.

1. Номинальный ток трансформатора Т1 на стороне 0,4 кВ составляет $I_{Т1.Н} = 909$ А. Номинальные токи вводных выключателей QF1 и QF2 для схемы 1 должны соответствовать максимальной пропускной способности силовых трансформаторов ТП, т. е. с учётом послеаварийной перегрузки ($K_{з.П} = 1,6$, см. [РЗА. Часть 2, раздел 9.6.1]) должны быть не меньше $I_{ВВ.Н} \geq I_{РАБ.МАКС.Т1} = I_{РАБ.МАКС.QF1} = 1454$ А. С учетом шкалы выпускаемых выключателей номинальный ток вводного выключателя примем $I_{ВВ.Н} = 1600$ А. Номинальный ток секционного выключателя QF3 выбирается из условия $I_{ВС.Н} \geq 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.Т1} = 1018$ А. Учитывая всего 2-х процентное превышение, выберем секционный выключатель QF3 с номинальным током $I_{ВС.Н} = 1000$ А.

Рассмотрим схему 2. Как отмечено выше, максимальная нагрузка на секциях сборных шин 1СШ и 2СШ может составлять до 70 % максимальной нагрузки ТП, что соответствует $0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.Т1} = 1018$ А тока силового трансформатора ТП. Следовательно, для обеспечения питания секции сборных шин (1СШ или 2СШ) при любых режимах работы ТП все вводные и секционирующие выключатели QF1–QF4 в схеме 2 можно выбирать с одинаковым номинальным током $I_{ВВ.Н} = I_{ВС.Н} = I_{Т.Н} = 909$ А, равным номинальному току трансформатора, или даже меньше. С учётом существующей шкалы номинальных токов выключателей получаем $I_{ВВ.Н} = I_{ВС.Н} = 1000$ А.

Из проведенного сопоставления выбора вводных и секционных выключателей для схем 1 и 2 видно, что при одинаковой мощности силовых трансформаторов двухтрансформаторной ТП схема 2 требует применения вводных выключателей с меньшими номинальными токами, что имеет существенное значение при использовании в ТП трансформаторов с номинальной мощностью $S_{Т.Н} = 630–2500$ кВ·А поскольку требуется коммутирование в нормальном и послеаварийном режимах работы значительных токов, порядка 1000–6300 А.

В табл. 5.7 приведены возможные варианты установки вводных и секционных выключателей на стороне низшего напряжения ТП, в которых установлены трансформаторы с номинальной мощностью от 250 до 2500 кВ·А

Примечание. В типовых проектах ведущих проектных организаций вводные и секционные коммутационные аппараты (автоматические выключатели, выключатели нагрузки) выбирают ещё с большими параметрами на 10–20 %, чем рассмотрено в данном разделе.

Таблица 5.7

$S_{Т.Н.}$, кВА	$I_{Т.Н.}$, А	$I_{РАБ.МАКС} =$ $K_{З.П} \cdot I_{Т.Н.}$, А	$0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС}$, А	Схема 1, рис. 5.8, а		Схема 2, рис. 5.8, б
				$I_{ВВ.Н.}$, А	$I_{СВ.Н.}$, А	$I_{ВВ.Н.}$, $I_{СВ.Н.}$, А
250	360	576	403	630	400	400
400	577	923	646	1000	630	630
630	909	1454	1018	1600	1000	1000
1000	1443	2309	1616	2500	1600	1600
1600	2309	3694	2586	4000	2500	2500
2500	3608	5773	4041	6300	4000	4000

2. В схеме 2 уменьшается число ступеней коммутации, устанавливаемых на стороне низшего напряжения ТП. Например, в послеаварийном режиме работы ТП, когда от одного из трансформаторов работают обе секции сборных шин, между коммутационными аппаратами отходящих от ТП линий (QF5) и трансформаторами Т1 или Т2 в схеме 1 находятся две ступени коммутации – выключатели QF3, QF1 или QF3, QF2. А в схеме 2 между выключателем QF5 и трансформаторами Т1 или Т2 находится только один из выключателей QF1–QF4.

3. Соответственно уменьшается число ступеней защиты между электроприёмниками и источниками питания. Здесь следует рассмотреть два аспекта:

3.1. На схемах 1 и 2 показано время срабатывания селективных токовых отсеков. Для схемы 1 на выключателе отходящей линии QF5 выдержка времени принята равной 0,1 с, на секционном выключателе QF3 – 0,2 с, а на вводных выключателях QF1 и QF2 – 0,3 с. В схеме 2 при выдержке времени на выключателе QF5, равной 0,1 с, на всех выключателях QF1–QF4 выдержка времени составит 0,2 с. Следовательно, при использовании схемы 2 уменьшатся выдержки времени на вышестоящих защитах и в электрической сети напряжением 6–10 кВ.

3.2. Уменьшение времени отключения в схеме 2 позволяет снизить динамическое и термическое действие токов короткого замыкания на защищаемое электрооборудование, в частности, на силовые кабели и коммутационные аппараты – особенно это проявится для электрической сети напряжением 380 В.

4. В схеме 2 защитные время-токовые характеристики на стороне высшего напряжения могут быть расположены значительно ниже и левее, т. к. уставки тока защиты трансформатора Т1 получаются меньше, поскольку приведенные токи, протекающие по выключателю Q1 и выключателям QF1 и QF3, различаются в 1,4–1,6 раза.

В схеме 1 приведенные токи, протекающие по выключателям Q1 и QF1, равны. Поэтому все ступени защиты на стороне высшего напряжения должны быть отстроены (уставки тока увеличены) от соответствующих ступеней защиты вводных выключателей QF1 и QF2.

5. В схеме 1 при выводе из работы одного из трансформаторов секции сборных шин 1СШ и 2СШ соединяются секционным выключателем QF3. В случае его отказа будет происходить погашение обеих секций шин, т.е. всей ТП. В схеме 2 секции шин 1СШ и 2СШ между собой не объединяются, а подключаются к «чужому» трансформатору, поэтому потерять питание может только одна секция шин – половина ТП. Кроме того, учитывая, что между источником питания и электроприёмниками находится на один коммутационный аппарат меньше, *имеет место дополнительное повышение надежности электроснабжения по схеме 2.*

6. В схемах 1 и 2 по-разному должен реализоваться алгоритм действия автоматического ввода резерва (АВР). В схеме 1 при отключении, например, трансформатора Т1 АВР, определяя потерю напряжения на 1СШ, сначала отключает вводной выключатель QF1 и затем включает секционный выключатель QF3, подавая напряжение от трансформатора Т2 через секцию сборных шин 2СШ. При этом, как было отмечено выше, обе секции шин включаются на параллельную работу.

В схеме 2 при отключении трансформатора Т1 АВР, определяя потерю напряжения на 1СШ, сначала должно отключить вводной выключатель QF1, а затем подать на неё напряжение от трансформатора Т2 через секционный выключатель QF3, но при этом секции 1СШ и 2СШ не объединяются.

7. Различается и построение АВР в схемах 1 и 2. В схеме 1 один комплект АВР отслеживает наличие напряжения на обеих секциях сборных шин, при исчезновении напряжения на одной из них отключает соответствующий вводной выключатель и включает секционный выключатель, объединяя секции сборных шин.

В схеме 2 необходимо наличие двух комплектов АВР1 и АВР2, которые должны работать автономно только на свою секцию сборных шин. При этом алгоритм действия АВР получается проще, чем алгоритм действия АВР в схеме 1.

Заключение. Схема 2, несмотря на увеличение числа коммутационных аппаратов, имеет целый ряд существенных преимуществ перед схемой 1.

В зарубежной практике и в России с целью обеспечения питания мощных электроприёмников, оказывающих существенное влияние на качество электрической энергии, начали применять схемы ТП, в которых несколько трансформаторов (два-три) включают параллельно на стороне низшего напряжения [Руководство SE]. Рассмотрим условия работы трёх параллельно включенных трансформаторов мощностью по 800 кВ·А (рис. 5.9):

1. Номинальный ток трансформатора на стороне низшего напряжения равен 1154 А, а ток трёхфазного короткого замыкания – около 20 кА.

2. Каждый из автоматических выключателей, установленных на линиях (линейные выключатели), отходящих от низковольтного распределительного щита, должен быть способен отключать суммарный ток короткого замыкания от всех трансформаторов, подсоединенных к шинам, т. е. 60 кА.

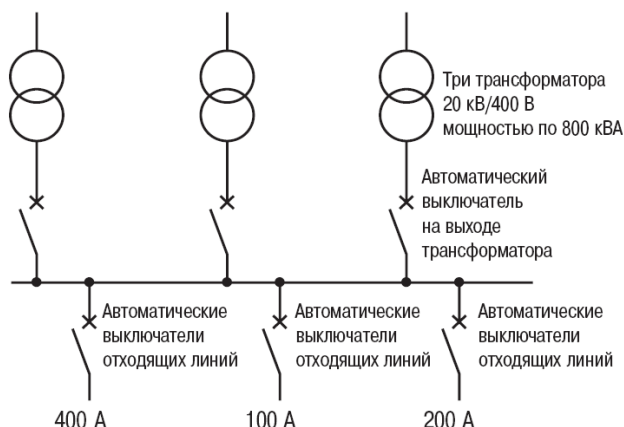


Рис. 5.9. Параллельное включение трансформаторов на стороне низшего напряжения

3. Каждый из автоматических выключателей, установленных после трансформаторов (вводные выключатели), должен быть способен отключать ток КЗ от двух смежных трансформаторов, т. е. 40 кА

4. Номинальные токи вводных автоматических выключателей должны выбираться в зависимости от номинальной мощности соответствующих трансформаторов, а выключателей отходящих линий – с учётом рабочих максимальных токов этих линий.

С учётом изложенных параметров электрической сети должны и выбираться автоматические выключатели. При относительно небольшом номинальном токе выключателя, например, 1250 А, его токи отключения короткого замыкания могут достигать 60 кА. Отечественная промышленность такие выключатели в настоящее время не выпускает. В тоже время выключатели компании Schneider Electric выпускают выключатели серии Masterpact с предельной отключающей способностью от 42 до 150 кА [ЕршовРЗА.Ч.2].

5.5.2. Типы трансформаторов, устанавливаемых в ТП

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 6–10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выби-

раются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т. п.

Рассмотрим основные типы (рис. 5.10):



ТМ-2500



ТМГ-1000

2s2b



ТНЗ-2500



ТСЛ-1000

Рис. 5.10. Типы трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ:

Экономичные и надежные масляные трансформаторы имеют преимущество перед другими типами трансформаторов как при наружной так и при внутренней установке. Для наружной установки применяются трансформаторы типа ТМ, для внутренней установки в комплектных трансформаторных подстанциях – типа ТМЗ. В загрязненных зонах предприятий для наружной установки применяются масляные трансформаторы с усиленной изоляцией вводов.

ТМ – трансформатор масляный. При нагревании масла и увеличении его объёма избыток масла поднимается в расширитель. Применяются для наружной установки.

ТМГ – трансформатор масляный, герметичного исполнения, без расширителя. Температурные изменения объема масла компенсируются изменением объема гофров бака или радиаторов за счет их пластичной деформации.

ТМЗ, ТНЗ, ТНЭЗ – трансформатор, в котором качестве охладителя используется трансформаторное масло или негорючий диэлектрик. Буква «З» обозначает защищённое (боковое) исполнение высоковольтных и низковольтных вводов обмоток. У данной конструкции трансформатора также отсутствует расширитель. В баке масло или диэлектрик по высоте покрывает активную часть трансформатора (магнитопровод и обмотки), а верхняя часть объёма внутри бака заполнена инертным газом – азотом (так называемая «азотная подушка»), который, сжимаясь или расширяясь, компенсирует температурное изменение объёма масла или диэлектрика. Применяются для внутренней установки в промышленных цехах в комплектных трансформаторных подстанциях.

Трансформаторы типа ТНЗ, заполненные негорючей жидкостью, со временем, экологически вредным веществом, целесообразно применять в тех случаях, когда по условиям производственной среды, например, ввиду пожароопасности, нельзя приблизить к центрам нагрузок масляные трансформаторы и в то же время недопустима установка сухих негерметизированных трансформаторов. С 1985 г. производство трансформаторов типа ТНЗ было прекращено. В настоящее время трансформаторы типа ТНЭЗ заполнены экологически безопасной охлаждающей жидкостью (например, «Мидэл», производитель УЭТМ).

ТСЛ – сухие трансформаторы с сухой литой изоляцией обмоток. В основном они применяются там, где недопустима установка масляных трансформаторов по условиям пожарной опасности. Сухие трансформаторы неустойчивы к грозовым перенапряжениям, при работе создают повышенный уровень шума. Их нужно устанавливать в сухих, непыльных помещениях с относительной влажностью не более 65 %.

Сухие трансформаторы выпускаются мощностью до 1600 кВ·А включительно с первичным напряжением не выше 10 кВ. В основном они применяются там, где недопустима установка масляных трансформаторов по условиям пожарной опасности, а трансформаторов с негорючей жидкостью – из-за токсичности в случае аварии, например, в административных зданиях, театрах, дворцах спорта и других зданиях, где скапливается много людей. Сухие трансформаторы неустойчивы к грозовым перенапряжениям, при работе создают повышенный уровень шума. Их нужно устанавливать в сухих, непыльных помещениях вида с относительной влажностью не более 65%.

Начиная с 1985 г. отечественная электротехническая промышленность приступила к выпуску сухих трансформаторов с литой эпоксидной изоляцией мощностью 630, 1000 и 1600 кВ·А типов ТСЛ и ТСЗЛ. Трансформаторы типа ТСЗЛ. предназначены для внутренней установки в помещениях с повышенными противопожарными требованиями, с температурой окружающей среды от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$, например, в цехах ПП, общественных зданиях и т. п.

Преимущество сухих трансформаторов перед масляными заключается в том, что их можно устанавливать в подвалах и на любом этаже зданий, а масляные трансформаторы устанавливаются не выше 2-го этажа.

Понижающие силовые трансформаторы, применяемые в электрических сетях напряжением 6–10 кВ промышленных предприятий, выполняют, как правило, с 0-й или 11-й группами соединения обмоток:

- звезда-зигзаг с нулём Y/Z_N-11 мощностью 25–400 кВ·А;
- звезда-звезда с нулём Y/Y_N-0 мощностью 25–2500 кВ·А;
- треугольник-звезда с нулём Δ/Y_N-11 мощностью 25–2500 кВ·А. Силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Y_N-11 , имеющие повышенные токи однофазного КЗ, чем трансформаторы со схемами соединения обмоток Y/Y_N-0 , находят более широкое применение на промышленных предприятиях.

5.5.3. Конструктивное исполнение ТП

На рис.5.11 показан внешний вид комплектной двухтрансформаторной подстанции с силовыми трансформаторами ТМЗ-1000 для внутренней установки в цехе. Здесь обозначено: 1 – кабель ВН; 2 – шкаф ввода ВН; 3 – силовой трансформатор типа ТМЗ-1000; 4 – шкаф ввода НН; 5 – отсек приборов; 6 – шкаф отходящих линий НН; 7 – секционный шкаф НН.

На рис. 5.12 показан план отдельно стоящей двухтрансформаторной подстанции. Здание ТП имеет четыре помещения, в которых отдельно располагаются распределительное устройство высшего напряжения РУ-10 кВ, два силовых трансформатора и распределительное устройство низшего напряжения РУ-0,4 кВ.

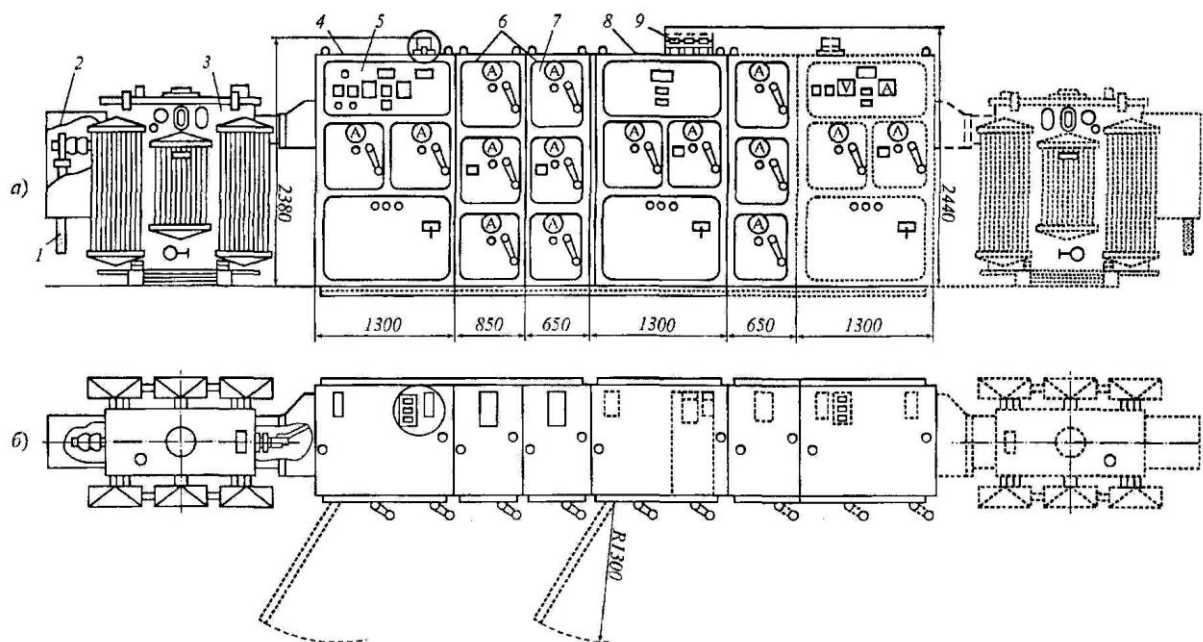


Рис. 5.11. Комплектная трансформаторная подстанция с трансформаторами ТНЗ-1000 для установки внутри цеха

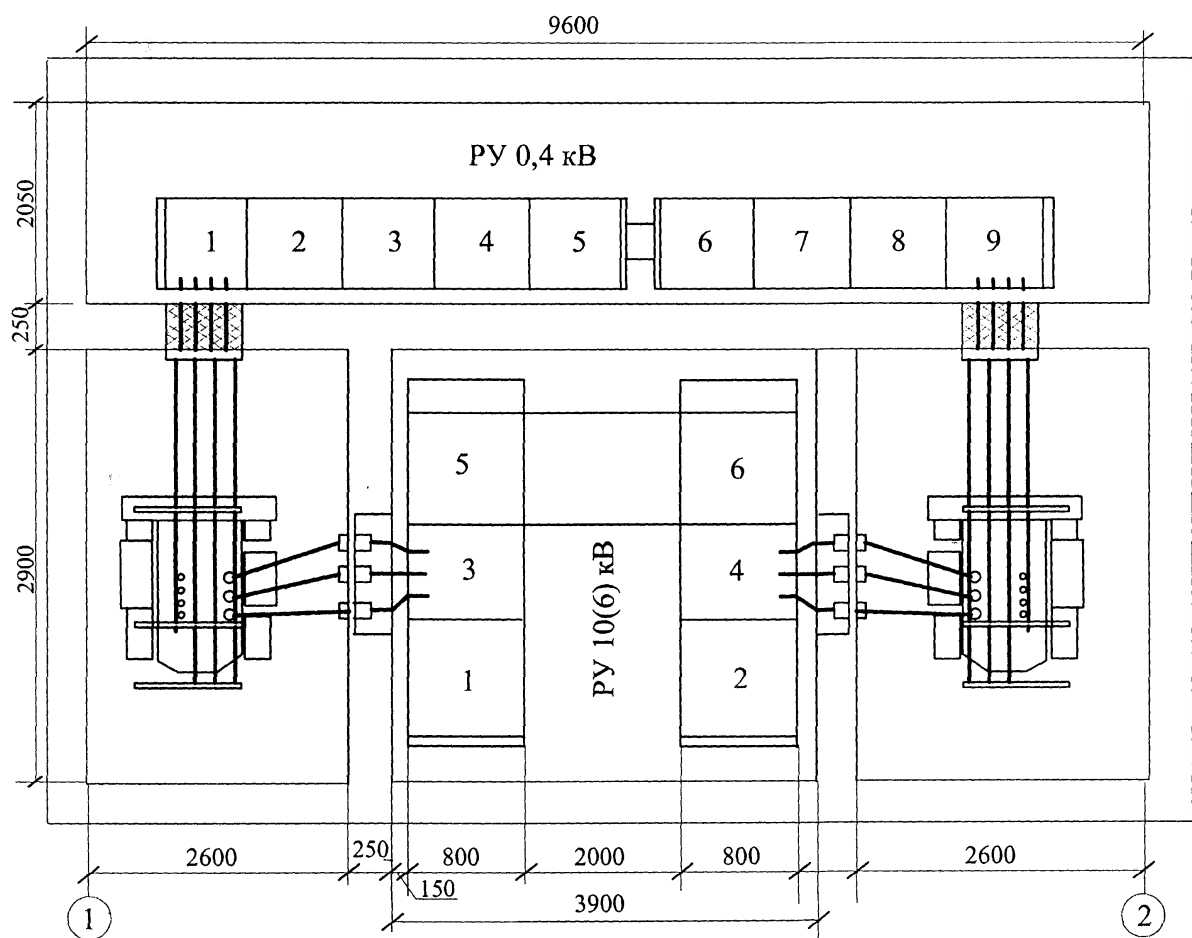


Рис. 5.12. План отдельно стоящей трансформаторной подстанции

6. ВНУТРИЦЕХОВОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

На любом промышленном предприятии имеются электроприёмники напряжением до 1000 В, которые потребляют 70–80 % используемой электрической энергии. К таким низковольтным потребителям относятся силовые установки, преобразующие электроэнергию в другие виды энергии, необходимые для технологических целей, в том числе электроприводы различных технологических установок и металлорежущих станков, нагревательные устройства и осветительные приборы и др. Таким образом, распределение электроэнергии внутри цехов и непосредственное питание большинства электроприёмников промышленных предприятий осуществляется через электрические сети напряжением до 1000 В. Рациональное построение внутрицеховых электрических сетей имеет решающее значение при создании высокоэкономичных систем электроснабжения.

Ранее было отмечено, что одним из принципов построения СЭС ПП является сокращение протяженности сетей низшего напряжения путем приближения высшего напряжения к потребителям электроэнергии. Данное техническое решение также позволяет сократить сечение питающие линии этих сетей, ограничив их прокладку практически только территориями цехов.

В электрических сетях напряжением до 1000 В рекомендуется широкое применение магистральных схем питания. Радиальные схемы следует предусматривать лишь там, где прокладка магистральных линий экономически невыгодна либо явно нецелесообразна.

6.1. Радиальные схемы

Радиальная схема целесообразно использовать для питания крупных электроприёмников и при расположении потребителей электроэнергии в разных направлениях от питающего центра – цеховой ТП или низковольтного распределительного пункта (РПН) – рис. 6.1.

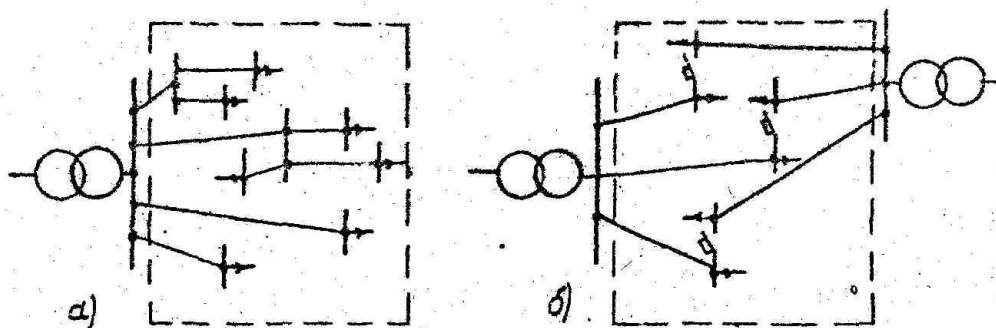


Рис. 6.1. Радиальные схемы: а – без резервирования; б – с резервированием

Характерная радиальная схема цеховой сети: от источника питания, например, от цеховой ТП отходят линии, питающие непосредственно

мощные электроприемники или отдельные РПН, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприемники (рис. 6.2).

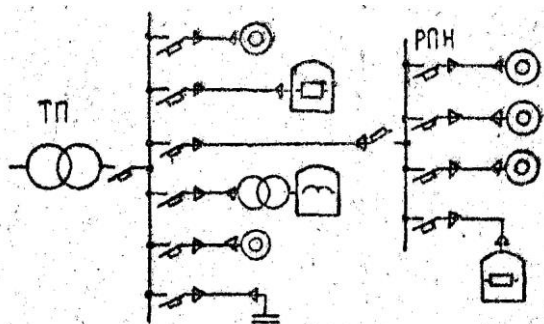


Рис. 6.2. Схемы радиального питания

Основные преимущества радиальных схем: простота исполнения и удобство в эксплуатации; повышенная надежность; пониженные потери напряжения и мощности; приспособленность к автоматизации. Их недостатки по сравнению с магистральными схемами: большие расход цветных металлов и стоимость; как правило, большие величины токов КЗ.

6.2. Магистральные схемы

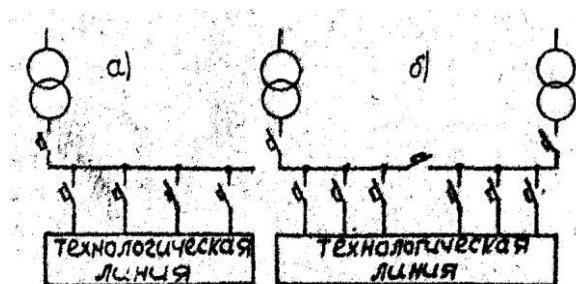


Рис. 6.3. Магистральные схемы: с одно- (а) и двухсторонним питанием (б)

Магистральные схемы находят широкое применение для питания не только нескольких электроприемников одной технологической линии, но также большого числа сравнительно мелких электроприемников, не связанных единым технологическим процессом. К таким потребителям относятся, например, металлорежущие станки, распределенные по площади цеха относительно

равномерно. В зависимости от необходимой надежности электроснабжения электроприемников магистральные линии могут иметь одно- или двухстороннее питание (рис. 6.3).

Для питания электроэнергией большого числа электроприемников сравнительно небольшой мощности, равномерно распределенных по площади цеха, применяются схемы с двумя видами магистральных линий: питающими и распределительными. Питающие магистрали 1 (типа ШМА, буква А обозначает материал – алюминий, из которого выполнены шины) подключаются к сборным шинам ТП, а распределительные магистрали 2 (типа ШРА) – к питающим магистралям 1 или непосредственно к сборным шинам 3 ТП (рис. 6.4). распределительные шинопроводы типа ШРА выпускают на токи 250, 400 и 630 А, а магистральные шинопроводы типа ШМА – на токи от 1250 до 4000 А.

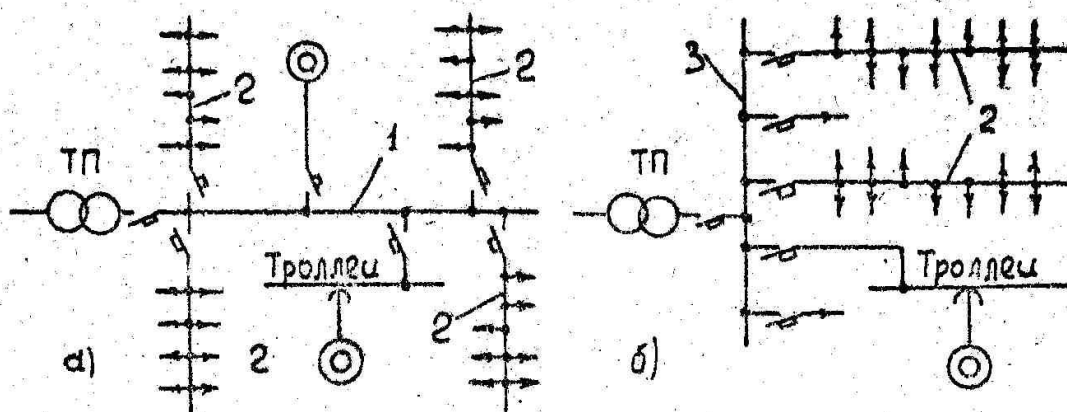


Рис. 6.4. Электроснабжение потребителей от питающих (а) и распределительных (б) магистралей

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатор-магистраль (рис. 6.5).

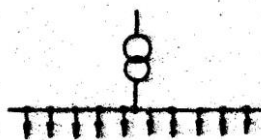


Рис. 6.5. Схема блока трансформатор-магистраль

Присоединение магистрали к цеховому трансформатору может быть выполнено как в середине, так и в начале магистрали в зависимости от расположения электрических нагрузок, трансформатора в цехе и других факторов. При схеме блока трансформатор-магистраль подключение магистрали к трансформатору возможно либо глухое, либо через автоматический выключатель. При двухтрансформаторных подстанциях с целью взаимного резервирования предусматривается перемычка с автоматическими выключателями между магистралями.

Наряду с рассматриваемой схемой блока трансформатор-магистраль используются схема с несколькими (двумя-тремя) магистралями, присоединенными к одному цеховому трансформатору. В этих случаях на цеховой ТП устанавливается один вводный и несколько (по числу магистралей) линейных автоматических выключателей. Такие схемы применяются в крупных цехах с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ·А и большим числом электроприемников, расположенных в разных направлениях от ТП. В этой схеме при аварии на одной из магистралей зона простоя меньше, чем при блочной схеме.

Основные преимущества магистральных схем по сравнению с радиальными, как правило, меньше расход цветных металлов и стоимость; гибкость и универсальность цеховых магистральных сетей; возможность применения готовых конструкций шинопроводов и промышленных методов монтажа при выполнении магистральных линий. Их недостатки: меньшая надежность; большая сложность построения; большие потери напряжения и мощности.

6.3. Смешанные схемы

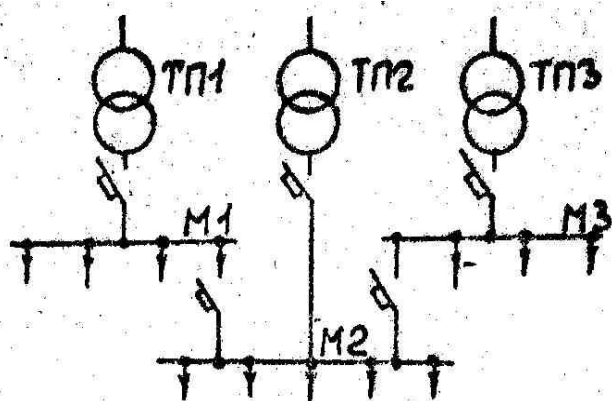


Рис. 6.6. Взаимное резервирование питающих магистралей

Только радиальные или магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение на практике находят смешанные схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем. В цехах машиностроительных и металлургических заводов используются схемы магистрального питания с взаимным резервированием. Изображенная на рис. 6.6 схема позволяет вывести в ремонт или

ревизию любой из трансформаторов и, используя перегрузочную способность оставшихся в работе трансформаторов, обеспечить питание от них всех магистралей. При неравномерной нагрузке технологического оборудования в течение рабочих смен или в выходные и праздничные дни схема с взаимным резервированием обеспечивает возможность отключения незагруженных трансформаторов, что позволяет уменьшить потери электроэнергии в электрических сетях.

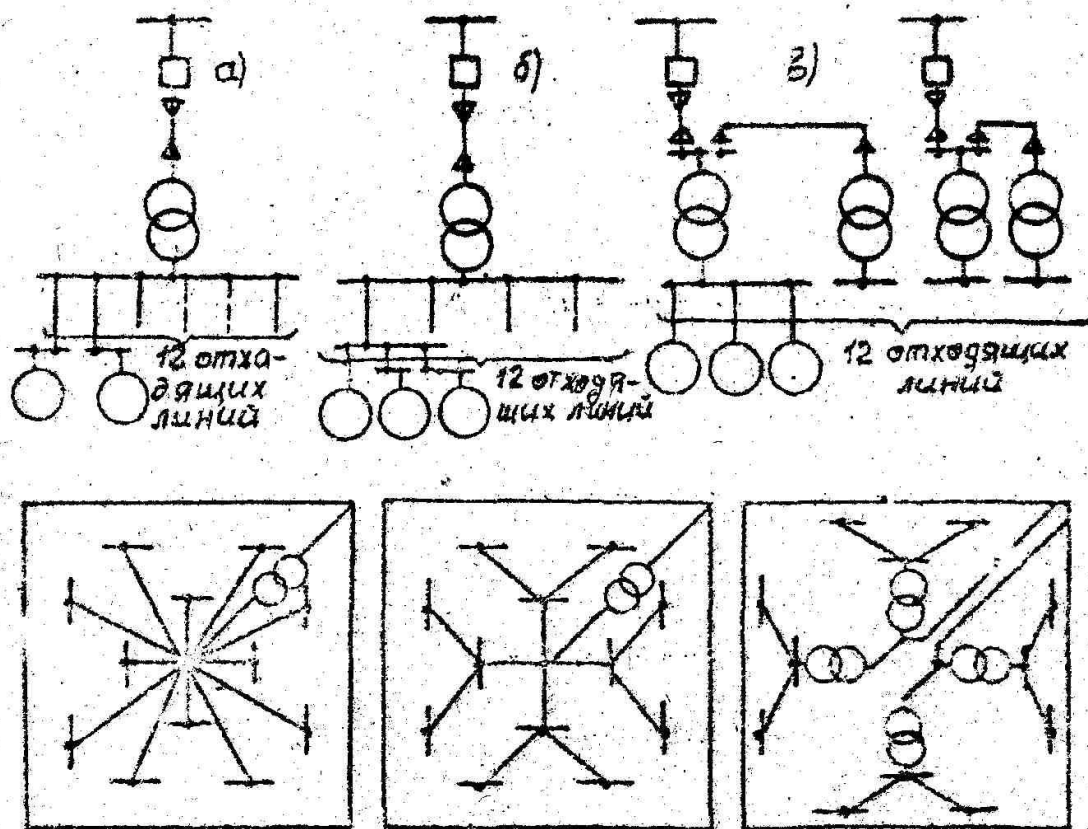


Рис. 6.7. Децентрализация питания потребителей

Одним из путей повышения экономичности цеховых электрических сетей является децентрализация питания путем разделения мощных питающих ТП на несколько более мелких, рассредоточениях. Характерными признаками рассредоточено построенной сети являются: небольшие ТП или РПН в непосредственной близости от потребителей; уменьшение потерь активной мощности в сети напряжением до 1000 В. На рис. 6.7 приведен пример такой цеховой электрической сети.

6.4. Замкнутые сети

Наряду с радиальными и магистральными сетями имеются замкнутые сети. В этих сетях меньше отклонения и колебания напряжения при наличии ударной нагрузки. Однако из-за сложности селективной защиты замкнутые сети в нормальном режиме работают с разделением на участки.

Самой простой формой замкнутой сети является кольцевая сеть, получаемая путем соединения концов двух линий (рис. 6.8). При построении кольцевой сети следует иметь в виду: сечения начальных участков сети должно выбираться на мощность всей нагрузки; при повреждениях в кольцевой сети, например, в точке К1, ближайшие по направлению потока мощности предохранители должны отключать место повреждения.

Кольцевые сети могут подключаться к одному трансформатору (сеть с односторонним питанием или к двум трансформаторам (сеть с двухсторонним питанием).

Разновидностью замкнутых сетей являются петлевые сети (рис 6.9). Недостатки петлевых сетей ПП: плохая структурная наглядность и сложность в эксплуатации, особенно при двухстороннем питании; сложность автоматизации сети; большие капитальные затраты.

6.5. Напряжения питания цеховых сетей

Цеховые электрические сети до 1000 В, питающие группы электроустановок, выполняются на стандартные линейные напряжения трехфазного переменного тока 220, 380 и 660 В [ГОСТ 29322-92].

Система напряжений 380/220 В является основной в электроустановках до 1000 В. Она удовлетворяет основным условиям питания потребителей ПП:

1. Возможность совместного питания от одних силовых трансформаторов электрического освещения и двигателей.
2. Относительно низкое напряжение, между фазой и землей – 220 В (условие электробезопасности).

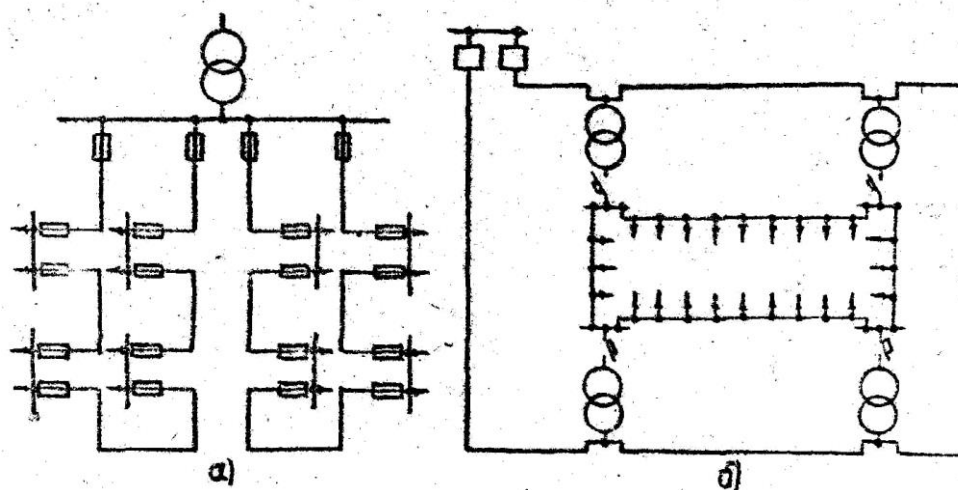


Рис. 6.8. Кольцевая сеть с односторонним питанием

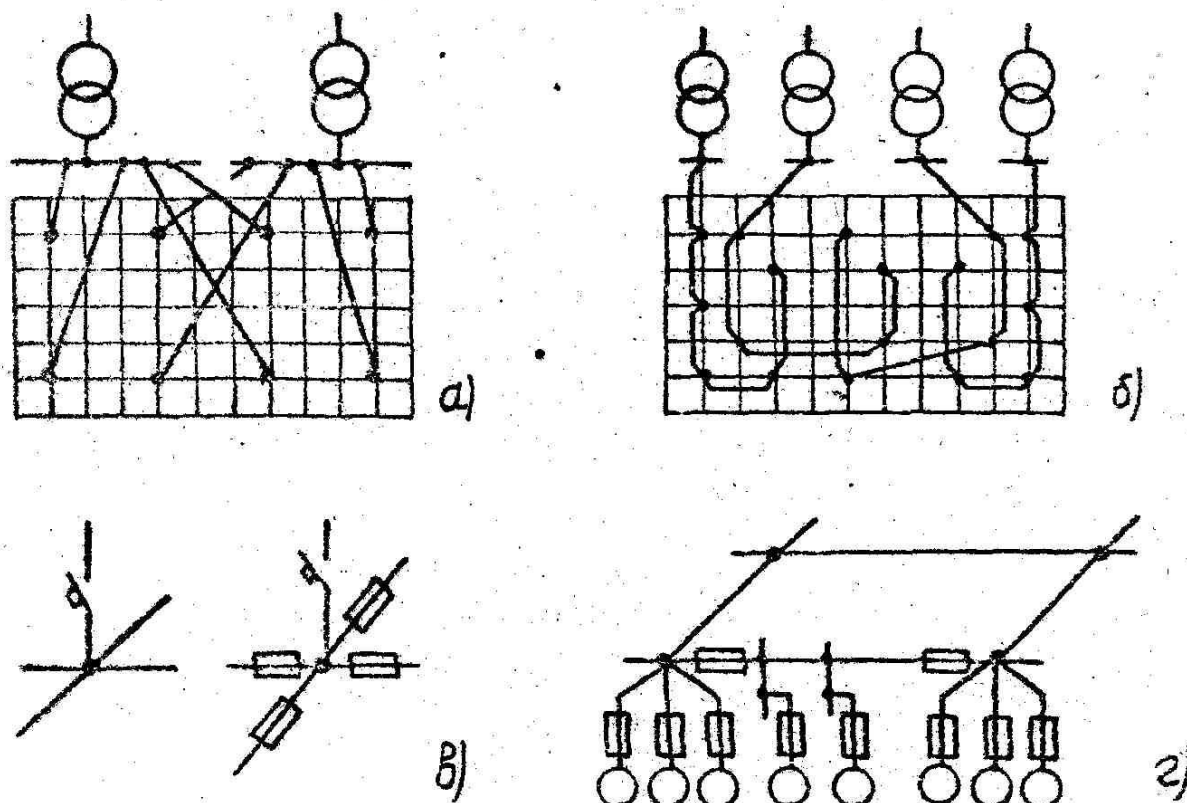


Рис. 6.9. Схемы петлевых сетей: а – радиальная подпитка сети;
б – магистральная подпитка сети; в – примеры выполнения узлов;
г – подключение электроприемников

Увеличение плотности электрических нагрузок вызвало необходимость применения повышенного напряжения 660 В для внутрицехового распределения электроэнергии. При напряжении 660 В достигается: снижение нагрузочных токов (облегчаются кабели); увеличение мощности короткого замыкания (уменьшаются колебания напряжения); повышение максималь-

ной единичной мощности трансформаторов; уменьшение удельных капитальных вложений в электрическую сеть.

В настоящее время разработаны: двигатели напряжением 660/380 В, имеющие широкий диапазон мощностей от 0,55 до 500 кВт; комплектные трансформаторные подстанции мощностью до 2500 кВт·А напряжением 10/0,66 кВ с масляными, совтоловыми и сухими трансформаторами; автоматические выключатели на токи до 630 и 4000 А соответственно и другое электрооборудование.

Стоимость двигателей в диапазоне мощностей 250–800 кВт при напряжении 6–10 кВ выше, чем при 660 В. В табл. 5.1 приведены экономические показатели двигателей мощностью 700 кВт различного напряжения.

Таблица 5.1

Напряжение, кВ	0,66	3	6	10
КПД, %	96,2	96,0	95,5	94,4
Стоимость, тыс. руб. (в ценах 1990 г.)	10,75	12,25	14,0	21,5

Согласно стандартной шкале мощностей асинхронные двигатели напряжением 380 В выпускаются на мощности до 320–400 кВт, синхронные – до 470 кВт. Целесообразный верхний предел мощностей двигателей на 660 В составляет соответственно до 630 кВт и 1000–1200 кВт [Овчаренко-1977]. Напряжение 660 В широко внедряется в угольной промышленности, на шахтах, запроектировано на ряде предприятий целлюлозно-бумажной промышленности.

Для питания осветительных установок и электроприемников небольшой мощности, для которых напряжение 660 В не может быть применено, устанавливают дополнительные трансформаторы со вторичным напряжением 380/220 В. При этом должен быть решен вопрос о допустимости и целесообразности питания освещения и маломощных электроприёмников от трансформаторов 6–10/0,38 кВ, особенно при наличии мощных толчков перегрузок в сети напряжением 660 В.

При проектировании электроснабжения необходимо проводить технико-экономическое сравнение вариантов питания на напряжениях 380 и 660 В, отдавая предпочтение напряжению 660 В даже при некотором преимуществе варианта с напряжением 380 В (в пределах 5–10% приведенных затрат).

Напряжение 220 В является основным для сетей освещения. С ростом осветительных нагрузок, единичной мощности ламп, появлением новых типов источников света, а также в связи с перспективным применением напряжения 660 В для силовых электроприемников целесообразно применение для осветительных сетей фазного напряжения 380 В. В настоящее время на напряжении 380 В выпускаются ксеноновые лампы мощностью 20 кВт и выше, а также некоторые типы ртутных и люминесцентных ламп.

6.6. Выбор схемы цеховой сети

Во многих случаях напряжение электроснабжения цеха выбирается на основании сопоставления технических показателей. Схема электроснабжения цеха может быть составлена на основании положений, определенных практикой эксплуатации и учитываемых при проектировании. К преимущественному применению рекомендуются магистральные схемы. Питание обособленных групп электроприемников и, в частности, крупных электродвигателей, расположенных вокруг трансформаторной подстанции, предусматривают по радиальным схемам. В первую очередь стремятся использовать новейшие системы питания (магистральные и распределительные комплектные шинопроводы, схемы блока трансформатор – магистраль и др.).

При выборе трансформаторов цеховых ТП в некоторых случаях для уменьшения мощности этих трансформаторов следует использовать низковольтные перемычки от распределительных устройств ближайших ТП с целью резервирования потребителей 1 и 2-й категорий небольшой мощности (15–25% мощности нагрузки цеха).

7. ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЁТОМ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Электромагнитные помехи в СЭС

На ПП все большее распространение получают мощные электротехнологические установки и электроприёмники со специфическим характером электропотребления (нелинейная, несимметричная, быстроменяющаяся нагрузка), что обусловило рост искажения кривых тока и напряжения в узлах СЭС общего назначения. С другой стороны, для управления технологическими процессами все шире используют средства вычислительной техники и электронной автоматики, средства контроля, измерения и сигнализации, которые, как правило, подключают к тем же СЭС общего назначения и испытывают отрицательные воздействия от энергоемких электроприемников. Силовое оборудование (двигатели, трансформаторы, конденсаторы) также испытывают отрицательное воздействие искажений, выражающееся в повышенном нагреве и сокращении срока службы оборудования.

Под электромагнитными помехами (ЭМП) понимают [Шидловский] электромагнитные, электрические и магнитные явления, создаваемые любым источником и которые нежелательно влияют на полезный сигнал – передачу ЭЭ от источника питания к потребителю. Соответственно различают [Осипов] пути распространения ЭМП в схемах электроснабжения. Гальванические пути возникают за счет непосредственного соединения источников ЭМП с соответствующими схемами. Электростатические пути обусловлены электрической составляющей электромагнитного поля и возникают за счет существования емкостей между отдельными элементами схемы. Магнитные пути обусловлены магнитной составляющей электромагнитного поля и возникают за счёт существования взаимных индуктивностей между отдельными элементами схемы.

Рассмотрим конкретные примеры распространения ЭМП. Электротехнологические установки создают помехи излучения и помехи проводимости [Вагин]. Среда распространения помех излучения – пространство, окружающее эти установки. Проведенные исследования показали, что от данных помех имеются известные способы защиты электрических сетей и систем управления путем экранирования и заземления экранов и корпусов электроустановок. Поэтому на построение СЭС эти виды помех существенного воздействия не оказывают. Наибольшее влияние на ЭП и системы управления оказывают ЭМП проводимости, средой распространения которых являются провода, кабели, шинопроводы, токопроводы, реакторы. Поскольку все ЭП имеют электрические связи друг с другом через гальванические пути, то эти помехи могут оказывать влияние на любой ЭП данной СЭС.

ЭМП, создаваемые электротехнологическими установками, можно разделить на следующие: **технологические**, создаваемые за счет резкопеременного режима работы (к ним относят колебания и провалы напряжения); **электротехнические**, определяемые видом установок, их систем управления и коммутации (к ним откосят несинусоидальность и несимметрию токов и напряжений, импульсные перенапряжения, апериодические и постоянные составляющие в токах); **структурно-технологические**, зависящие от состава нагрузки в группах ЭП и их коммутации; **структурно-составные электротехнические**, характеризующиеся взаимовлиянием помех друг на друга. ЭМП не являются преднамеренными, т. к. они возникают при нормальной работе этих установок. По своему характеру ЭМП делят на два вида: **детерминированные** и **случайные**.

Под электромагнитной совместимостью ЭП понимают их свойство функционировать без ухудшения качественных показателей при совместном питании от общей сети. Изучение электромагнитной совместимости ЭП имеет важное техническое значение, особенно в связи с бурным внедрением в системы управления ЭП элементов микроэлектроники и микропроцессорной техники. Эту проблему нужно решать в следующих направлениях: рассмотрение причин возникновения, воздействия и методов уменьшения непреднамеренных ЭМП; определение восприимчивости к ЭМП ЭП и их систем управления; прогнозирование электромагнитной совместимости и ЭМП; разработка эффективных мер защиты ЭП и их систем управления от ЭМП; построение СЭС ПП с учетом электромагнитной совместимости ЭП.

ГОСТ 32144-2013 нормирует ПКЭ на различных ступенях СЭС ПП. Однако энергетикам ПП, разработчикам электрооборудования и проектировщикам нужно знать допустимые нормы ЭМП, вносимых в СЭС электроприемниками. В связи с этим дополнительно к существующему ГОСТ необходима разработка еще двух новых ГОСТ: на допустимые нормы ЭМП, вносимых в сеть различными ЭП; на методы построения СЭС с учетом ЭМП различных видов ЭП [Вагин].

СЭС ПП, где имеются источники ЭМП, необходимо строить с учетом ЭМС ЭП, т. е. все ЭП должны нормально функционировать в данной СЭС. Для обеспечения условий ЭМС необходимо или снижать уровень ЭМП, создаваемых ЭП, до допустимых для других ЭП значений или разделять питание ЭП, создающих ЭМП и чувствительных к ним.

Снижение уровня ЭМП производится с помощью различных функциональных устройств или путем увеличения мощности источников питания. До настоящего времени нет единого мнения по наиболее оптимальным методам снижения ЭМП. Наибольшее снижение ЭМП достигается применением различных функциональных устройств (фильтров высших гармоник, симметрирующих устройств, статических компенсаторов, установок продольной компенсации и др.), а также многофункциональных устройств

(фильтросимметрирующих, симметро-компенсирующих, симметро-фильтрокомпенсирующих и др.). Однако снижение ЭМП до нуля ни технически, ни экономически нецелесообразно. Оно должно производиться до уровней, нормируемых ГОСТ 32144-2013 [Вагин].

При экономическом сопоставлении различных ЭП нужно учитывать стоимость не только самих ЭП, но и устройств для доведения ЭМП до нормируемых значений. При выборе типов ЭП следует также ориентироваться на ЭП, менее чувствительные к ЭМП. Например, чувствительность газоразрядных источников света к колебаниям напряжения примерно в 2 раза меньше, чем ламп накаливания. Поэтому при наличии источников колебания напряжения надо применять только газоразрядные лампы, что позволит во многих случаях обойтись без специальных устройств для снижения колебаний напряжения.

Больше значение для решения вопросов ЭМС ЭП имеет правильный выбор их типа. Известно, что один и тот же технологический процесс могут выполнять ЭП различного типа. Например, плавку чугуна можно осуществлять в индукционных печах, дуговых печах переменного и постоянного тока. ЭП этих трёх типов создают различные виды ЭМП, поэтому при выборе типа следует ориентироваться на ЭП, создающие меньшие уровни ЭМП для данного ПП.

7.2. Построение СЭС с учетом электромагнитной совместимости электроприемников

Соблюдение норм качества электрической энергии (ЭЭ) необходимо обеспечивать как при проектировании СЭС, так и её эксплуатации. Особое внимание должно быть обращено на стадию проектирования. Так, при проектировании СЭС целесообразно исходить из условия, что нормы качества ЭЭ, соответствующие вероятности 0,95, должны быть обеспечены в нормальных эксплуатационных режимах, причем в наиболее тяжелых нормальных и послеаварийных режимах значения ПКЭ не должны выходить за предельно допустимые значения.

При проектировании новых ЭП необходимо обеспечить нормальное их функционирование в нормальных режимах работы электрических сетей и предотвратить их выход из строя в послеаварийных режимах сетей. Это может быть достигнуто соответствующим выбором пределов помехоустойчивости и помеховосприимчивости [Железко-89].

При проектировании ЭП, являющегося источником помех, встает вопрос о допустимом уровне помех, генерируемых в сеть. В настоящее время этот вопрос решают, как правило, исходя из интересов ЭП, создающего помехи, и систем его уравнивания. Однако помехи от такого ЭП, распространяясь по сети, могут вызвать неблагоприятные последствия у восприимчивых ЭП.

Выбор пути снижения ЭМП может быть сделан после тщательного технико-экономического исследования типовых ситуаций в сети, а также широких экспериментальных исследований существующих, уровней ЭМП в СЭС.

Анализ влияния ЭП со специфическими режимами электропотребления показал, что ПКЭ ухудшаются с ростом мощности указанных ЭП и с уменьшением мощности КЗ в точке подключения их к СЭС [Иванов]:

Коэффициент несинусоидальности пропорционален суммарной мощности преобразовательных агрегатов и обратно пропорционален мощности КЗ

$$K_{\text{НС.У}} = \frac{S_{\text{ПА}}}{S_{\text{КЗ}}}. \quad (7.1)$$

Коэффициент обратной последовательности напряжений пропорционален мощности однофазной нагрузки и обратно пропорционален мощности КЗ

$$K_{2\text{У}} = \frac{S_{\text{НО}}}{S_{\text{КЗ}}}. \quad (7.2)$$

Колебания напряжения (размахи напряжения) пропорциональны мощности ударной реактивной нагрузки и обратно пропорциональны мощности КЗ

$$\delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_{\text{КЗ}}}. \quad (7.3)$$

Следовательно, для улучшения ПКЭ целесообразно подключение ЭП со специфическими режимами работы к узлам СЭС с мощными источниками питания и, следовательно, с большими значениями мощности КЗ.

Мероприятия по обеспечению ЭМС ЭП можно разделить на две группы: не требующие и требующие специальные устройства [Вагин-1986, Иванов-1987]. К мероприятиям 1-й группы относят в основном схемные решения:

- разделение питания электротехнологических установок и ЭП чувствительных к ЭМП (выполнение отдельных глубоких вводов напряжением 110, 220 кВ к цехам с резкопеременной нагрузкой);
- выполнение четырёхсекционной схемы ГПП на напряжении 6–10 кВ с трансформаторами, имеющими расщепленные вторичные обмотки для раздельного питания спокойных и специфических нагрузок);
- увеличение мощности питающих трансформаторов и их параллельное включение;
- применение электрических сетей с уменьшенным индуктивным сопротивлением;

- равномерное распределение однофазных электротехнологических установок по фазам.

Ко 2-й группе мероприятий относят следующие специальные устройства:

- установки продольной компенсации;
- параметрические стабилизирующие устройства (в частности, тиристорные компенсаторы реактивной мощности);
- фильтрокомпенсирующие и фильтросимметрирующие устройства.

Мероприятия 1-й группы в настоящее время получили широкое распространение в связи с практическим отсутствием средств снижения ЭМП. Следует отметить, что проведенные исследования и опыт эксплуатации показывают, что схемные пути решения ЭМС во многих случаях более экономичны и более надежны, чем применение различных типов специальных устройств.

Известно, что СЭС состоит из нескольких уровней [Вагин-1986]. Первый уровень – это электрические сети до 1000 В, второй – сети 6–10 кВ; третий – сети 110–220–330 кВ. Наибольшее внимание на ЭМС следует обращать при построении СЭС на 1-м уровне. Это объясняется тем, что от сетей напряжением до 1000 В питаются не только сами ЭП и их системы управления, а также ЭВМ, автоматизированные системы управления, сбои которых могут привести к останову всего ПП или к большому ущербу. При формировании СЭС на 2-м и 3-м уровнях необходимо учитывать влияние ЭП друг на друга на данном уровне и влияние этих ЭП на более низкий уровень СЭС, что происходит через понижающие трансформаторы.

7.3. Защита помеховосприимчивых устройств

Ущерб, наносимый ЭМП народному хозяйству, в последние годы значительно вырос в связи с интенсивным внедрением электронного и компьютерного оборудования. Так по данным [Вибер] годовой ущерб от сбоев управляемых вычислительных комплексов из-за ЭМП в сети питания составляет 350–450 млн. руб. (в ценах 1990 г.), по тем же причинам сбои устройств с цифровым управлением приводят к ежегодному ущербу 500–1500 млн. руб.

Для решения комплекса вопросов, связанных с ухудшением качества ЭЭ, необходимо знать причины возникновения и конкретные источники искажений, разработать методы измерения и расчета искажений, знать характер и степень их влияния на работу ЭП, иметь технические средства подавления искажений или защиты от них. Эти средства могут быть реализованы у трех групп элементов, участвующих в процессе производства, передачи и потребления ЭЭ и взаимодействующих друг с другом [Железко-89]:

- у источников помех (индивидуальные устройства);

- в электрической сети (мощные централизованные устройства);
- у восприимчивых к искажениям ЭП (буферные устройства, повышающие уровень помехозащищенности ЭД).

Очевидно, что целесообразным является решение, использующее в разумных пропорциях все три способа уменьшения ЭМП.

Координация допустимого уровня ЭМП в СЭС и уровней восприимчивости отдельных ЭП осуществляется с помощью нормируемого уровня ЭМС в точке общего присоединения ЭП. Стандарты в области ЭМС используют двумя группами, устанавливающими допустимый уровень ЭМП в сети (уровень ЭМС) и устанавливающими правила подключения к СЭС искажающего электрооборудования (допустимый индивидуальный вклад в общий уровень помех). Интересы этих групп противоречивы. Например, при установлении норм на допустимый уровень помех в сети разработчики чувствительного к помехам оборудования пытаются добиться максимально низких допустимых значений ЭМП. Пользователи оборудования пытаются увеличить эти значения, считая, что в этом случае разработчики ЭП будут обеспечивать более высокий уровень их помехозащищенности. Вместе с тем, пользователи чувствительного оборудования заинтересованы в том, чтобы фактический уровень помех в сети был ниже нормированного, что обеспечило бы наибольший запас между уровнем помехозащищенности ЭП и фактическим уровнем помех в сети.

Уровнем помеховосприимчивости ЭП называют минимальный уровень помехи, при котором ЭП уже не может работать с соблюдением всех паспортных характеристик. Этот уровень должен быть больше или в крайнем случае равен уровню ЭМС. При увеличении уровня помех в сети сверх уровня восприимчивости функциональные характеристики ЭП ухудшаются и при определенном уровне помех ЭП перестают выполнять свои функции полностью. Этот уровень помех называют **уровнем помехоустойчивости**. Каждый ЭП характеризуется отношением уровней помеховосприимчивости и помехоустойчивости к уровню ЭМС, например, 1:1,3 или 1:2 [Железко-89].

Уровень помеховосприимчивости ЭП должен проверяться при его изготовлении в заводских условиях. Минимальный коэффициент запаса (отношение к уровню ЭМС) устанавливают в документации для конкретного типа ЭП в зависимости от важности его надёжного функционирования. Уровень помехоустойчивости (работоспособности) ЭП должен быть выше максимально возможного уровня искажений в сети.

С экономических позиций качество ЭЭ в сети общего питания должно в большей степени соответствовать требованиям ЭП, потребляющих основную долю ЭЭ, т. е. в основном требованиям силовых ЭП. Маломощные ЭП, чувствительные к помехам, более экономично оснащать индивидуальными помехозащитающими устройствами, чем снижать уровень помех в сети общего питания до допустимого для этих ЭП уровня, т. к. в последнем

случае необходимо устанавливать мощные и дорогостоящие корректирующие устройства, рассчитанные на кондиционирование всей ЭЭ.

К таким маломощным ЭП относятся радиоэлектронные и цифровые технические средства. Их помехозащищенность должна обеспечиваться применением буферных устройств: систем бесперебойного или автономного питания, регуляторов и стабилизаторов напряжения.

Влияние качества ЭЭ на работу чувствительного электронного оборудования явилось предметом нескольких обзоров, выполненных за рубежом в последние 20 лет [Железко-89]. Отмечается, что основная задача энергоснабжающих организаций – надежная передача потребителям основной массы ЭЭ, а обеспечение кондиционирования всей ЭЭ до уровня, приемлемого для чувствительных компьютеров, является нереальным и экономически неоправданным. Кроме того, неправильная работа ЭВМ лишь в 5–10 % случаев объясняется помехами в сети, а в остальных случаях ошибками в алгоритмах, ошибками операторов и т. п. Вместе с тем, все возрастает тенденция относить эксплуатационные трудности при работе ЭВМ к проблемам их энергоснабжения.

7.4. Снижение отклонений напряжения

Обеспечить требуемый уровень напряжения на зажимах ЭП можно путем изменений напряжения на зажимах источника питания, коэффициента трансформации трансформаторов и значений потерь напряжений в элементах электрических сетей.

Отклонения напряжения в характерных точках сети определяют разностью между фактическим значением напряжения U и его номинальным значением $U_{\text{ном}}$ [Овчаренко-89, Жежеленко-1981]. Отклонение напряжения определяется, с одной стороны, алгебраической суммой «добавок» напряжения U_i , создаваемых регулируемыми устройствами, а с другой стороны, суммой потерь напряжения ΔU_j на всех участках, электрической сети

$$\Delta U = \sum_{i=1}^m U_i - \sum_{j=1}^n \Delta U_j. \quad (7.4)$$

Потери напряжения, %, определяют из соотношений:

– для участка линии с активным $R_{\text{л}}$ и индуктивным $X_{\text{л}}$ сопротивлением

$$\Delta U_{\text{с}} = 100 \cdot \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}^2}; \quad (7.5)$$

– для токоограничивающего реактора с индуктивным сопротивлением $X_{\text{р}}$

$$\Delta U_P = 100 \cdot \frac{Q \cdot X_P}{U_{\text{НОМ}}^2}; \quad (7.6)$$

– для трансформатора с активной $U_{\text{к.а.}\%}$ и реактивной $U_{\text{к.р.}\%}$ составляющими напряжения КЗ $U_{\text{К.}\%}$,

$$\Delta U_T = U_{\text{к.а.}\%} \cdot \cos\varphi + U_{\text{к.р.}\%} \cdot \sin\varphi, \quad (7.7)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по элементам СЭС, МВт и Мвар; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$$\varphi = \arctg\left(\frac{Q}{P}\right). \quad (7.8)$$

Потери напряжения в элементах СЭС с учетом «добавок», создаваемых регулируемыми устройствами, не должны выходить за допустимые пределы на зажимах наиболее удалённых ЭП. При выборе площади сечения проводов и кабелей напряжением выше 1000 В предельная потеря напряжения принимается равной 6–8 %, а для сетей напряжением до 1000 В – 5–6 % [Овчаренко-89]. Необходимо учитывать, что наибольшие потери напряжения имеют место в трансформаторах и реакторах, а также в токопроводах, обладающих значительным индуктивным сопротивлением.

Для уменьшения отклонений напряжения предусматривают технические средства централизованного регулирования на шинах центров питания, к которым относят подстанции энергосистемы, ТЭЦ и ГПП. Регулированием возбуждения генераторов ТЭЦ обеспечивают изменение напряжения в пределах $\pm 5\%$. Более глубокое регулирование вызывает снижение загрузки генератора по активной мощности и является неэкономичным.

Двухобмоточные трансформаторы ГПП (в том числе с расщеплённой вторичной обмоткой), оснащенные встроенными устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), обеспечивают регулирование напряжения в пределах:

- до $\pm 12\%$ ($\pm 8 \cdot 1,5\%$; $\pm 6 \cdot 1,5\%$; $\pm 4 \cdot 2,5\%$) для напряжения 35 и 150 кВ;
- до $\pm 16\%$ ($\pm 9 \cdot 1,78\%$) для напряжения 110 кВ;
- $\pm 12\%$ ($\pm 12 \cdot 1\%$) для трансформаторов напряжением 220 кВ;
- $\pm 12\%$ ($\pm 8 \cdot 1,5\%$; $\pm 12 \cdot 1\%$) для трансформаторов напряжением 330 кВ.

На трехобмоточных трансформаторах обмотка среднего напряжения снабжена переключателем напряжения без нагрузки (ПБВ) с регулированием $\pm 2 \cdot 2,5\%$ [Овчаренко-89].

Регулирование напряжения в центрах питания следует сочетать с местным регулированием с помощью переключения ответвлений на цеховых понижающих трансформаторах 6–10/0,4 кВ. У цеховых трансформаторов регулирование коэффициента трансформации производится в отключенном состоянии (без возбуждения – ПБВ) – ответвления $\pm 2 \cdot 2,5\%$ позволяют получить добавки 0; 2,5; 5; 7,5; 10 % [Жежеленко-1986].

Эффективным средством снижения потерь напряжения в сети является её разгрузка от реактивной мощности с помощью синхронных компенсаторов, синхронных двигателей и батарей конденсаторов.

Конденсаторы (аналогично синхронные компенсаторы и двигатели), являясь источником реактивной мощности, одновременно повышают напряжение. «Добавка», создаваемая конденсаторной батареей, %,

$$\Delta U_K = 100 \cdot \frac{Q_K \cdot X_C}{U_{\text{НОМ}}^2} = 100 \cdot \frac{Q_K}{S_{K3}}; \quad (7.9)$$

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{K3}}, \quad (7.10)$$

где Q_K – мощность конденсаторной батареи, Мвар; X_C – сопротивление питающей сети до точки подключения конденсаторной батареи, Ом; $U_{\text{НОМ}}$ – напряжение сети, кВ; S_{K3} – мощность КЗ в точке рассматриваемой сети, МВ·А.

Из последнего соотношения следует, что для повышения напряжения на $\Delta U_K = 1\%$ необходима конденсаторная батарея мощностью

$$Q_K \approx 0,01 \cdot S_{K3}. \quad (7.11)$$

Таким образом, чем меньше значение мощности КЗ, тем меньше мощность конденсаторной батареи нужна для повышения напряжения, т. е. **в электрических сетях напряжения до 1 кВ регулирующее воздействие конденсаторов выше, чем в электрических сетях напряжением выше 1 кВ.**

При спокойной нагрузке в СЭС иногда применяют компенсацию реактивного сопротивления продольных элементов (X_L) электрической сети. Последовательное (продольное) включение батареи конденсаторов с сопротивлением X_K , Ом, дает добавку напряжения

$$\Delta U_{\Pi} = \frac{P \cdot R_L + Q \cdot (X_L - X_K)}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (7.12)$$

Для электрических сетей напряжением 6–10 кВ одна и та же «добавка» напряжения в схеме с продольной компенсацией достигается при мощности батареи конденсаторов в 5 раз меньшей, чем при поперечной компенсации. Однако применение продольной компенсации связано с определёнными трудностями, подробно рассмотренными в п. 7.5.3.

7.5. Снижение колебаний напряжения

Проблемы ограничения колебаний напряжения возникли в 50-е годы XX-го века в СССР и за рубежом в связи с переходом в прокатном производстве от агрегатов с асинхронными двигателями и маховиками к синхронным двигателям и увеличением их мощности. Кроме того, колебания напряжения в последние годы увеличились ввиду широкого применения в промышленности вентильного электропривода (отличающегося безинерционностью), ростом производства стали, развитием электросварочного производства и др. Указанные электроприёмники генерируют колебания напряжения с частотой в широком диапазоне 0,5–25 Гц.

Рассмотрим влияние параметров электрических нагрузок, сопротивлений питающей сети и мощности КЗ на колебания напряжения.

Колебания напряжения δU_t , %, определяют на основании суммарных графиков активных и реактивных нагрузок в соответствующей точке электрической сети [Овчаренко-89]:

$$\delta U_t = 100 \cdot \frac{\Delta P \cdot R_c + \Delta Q \cdot X_c}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (7.13)$$

где ΔP , ΔQ – толчки активной и реактивной нагрузки, МВт, Мвар; R_c , X_c – активное и индуктивное сопротивления сети, приведенные к ступени напряжения, на которой рассчитывается колебания напряжения δU_t , Ом.

Подставив в формулу (7.13) выражение (7.10) для индуктивного сопротивления сети X_c и приняв для промышленных сетей отношение $R_c/X_c \approx 0,1$, получим

$$\delta U_t = 100 \cdot \frac{0,1 \cdot \Delta P + \Delta Q}{S_{\text{КЗ}}}. \quad (7.14)$$

Из формулы (7.14) можно получить минимальное значение мощности КЗ, обеспечивающей допустимое колебание напряжения

$$S_{\text{КЗ}} \geq 100 \cdot \frac{0,1 \cdot \Delta P + \Delta Q}{\delta U_t}. \quad (7.15)$$

Анализ выражений (7.13) и (7.14) показывает, что в связи с имеющимся соотношением между активным и индуктивным сопротивлениями сети на величину колебания напряжения оказывают влияние, главным образом, толчки реактивной мощности

$$\delta U_t \approx 100 \cdot \frac{\Delta Q}{S_{\text{КЗ}}}. \quad (7.16)$$

Из последней формулы видно, что колебания напряжения в 1 % происходят в точке подключения резкопеременной нагрузки $S_{\text{Р.П}}$ при набросе реактивной нагрузки, примерно равной

$$S_{\text{Р.П}} \approx 0,01 \cdot S_{\text{КЗ}}. \quad (7.17)$$

Рассмотрим еще одну взаимосвязь – между мощностями силовых трансформаторов и питаемой ими резкопеременной нагрузкой. Наибольшее значение мощности КЗ на стороне низшего напряжения силового трансформатора, подключенного к системе неограниченной мощности можно определить, пользуясь соотношением [Овчаренко-89],

$$S_{КЗ} = 100 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{U_{К.\%}} = \frac{S_{Т.НОМ}}{U_{К*}}, \quad (7.18)$$

где $S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А; $U_{К.\%}$ и $U_{К*}$ – напряжение КЗ трансформатора, % или о. е.

Подставляя в последнее выражение соотношение (7.17) для резкопеременной нагрузки, находим

$$S_{Р.П} = \frac{S_{Т.НОМ}}{U_{К*}}. \quad (7.19)$$

Учитывая, что силовые трансформаторы напряжением 110–220 кВ имеют $U_{К.\%} = 10,5\%$, получаем допустимое значение резкопеременной нагрузки

$$S_{Р.П} \approx 0,1 \cdot S_{Т.НОМ}. \quad (7.20)$$

Это выражение показывает, *если величина резкопеременной нагрузки $S_{Р.П}$ будет меньше 0,1 номинальной мощности трансформатора $S_{Т.НОМ}$, то колебания напряжения не превысят 1 %.*

Проведя анализ взаимосвязей между параметрами электрических нагрузок, сопротивлениями питающей сети, мощностью КЗ и колебаниями напряжения, можно наметить пути по ограничению колебаний напряжения [Жежеленко-1986]:

- правильный выбор соотношения параметров электрической сети и резкопеременной нагрузки;
- рациональное решение схем электроснабжения;
- применение специальных технических устройств;
- совершенствование конструкций и схем ЭП с целью уменьшения их влияния на питающую сеть.

Применение того или иного мероприятия для ограничения колебания напряжения решается в каждом конкретном случае из условий технической необходимости, экономической целесообразности и обеспеченности техническими средствами. В настоящее время наиболее эффективным мероприятием является рациональное построение СЭС.

7.5.1. Согласование параметров резкопеременной нагрузки и СЭС

Параметры допустимой резкопеременной нагрузки определяются номинальной мощностью силовых трансформаторов и мощностью КЗ систе-

мы – см. выражения (7.17) и (7.20). В табл. 7.1 [Железко-1987] даны номинальные мощности силовых трансформаторов напряжением 35–110–220/6–10 кВ, предельные значения мощности КЗ на стороне низшего напряжения и значения мощности резкопеременной нагрузки, подключение которой не вызывает, недопустимых колебаний напряжения.

Таблица 7.1

Параметры допустимой резкопеременной нагрузки

Номинальная мощность трансформатора $S_{Т.НОМ}$, МВ·А	Предельная мощность короткого замыкания за трансформатором $S_{КЗ}$, МВ·А	Мощность допустимой резкопеременной нагрузки $S_{Р.П}$, МВ·А
25	238	2,4
32	304	3
40	380	4
63	600	6
80	760	8
100	950	9,5
160	1400	14

В табл. 7.2 приведены предельные значения резкопеременной нагрузки $S_{Р.П}$ в зависимости от напряжения питающей сети и мощности КЗ в ней. В качестве максимальных значений $S_{КЗ}$ приняты значения предельных мощностей отключения выключателей [Железко-1987].

Таблица 7.2

Предельные значения резкопеременной нагрузки $S_{Р.П}$ в зависимости от напряжения питающей сети и мощности КЗ в ней

Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А,			
	предельная КЗ $S_{КЗ}$		резкопеременной нагрузки $S_{Р.П}$	
	Воздушный выключатель	Масляный выключатель	Воздушный выключатель	Масляный выключатель
35	1200	600	12	6
	2400	1500	24	15
	–	3000	–	30
110	3000	7600	30	76
	6000	9500	60	95
	7600	–	76	–
220	7600	9500	76	95
	12000	15000	120	150
	15000	–	150	–
	21000	–	210	–
	24000	–	240	–

Приведенные табличные данные наглядно показывают, что при совместном питании спокойной и резкопеременной нагрузок колебания напряжения не будут выходить за допустимые пределы, если последняя не превышает 10 % общей нагрузки трансформаторов.

7.5.2. Схемные решения

Для ограничения колебаний напряжения при наличии энергоемких резкопеременных нагрузок необходимо использовать специальные меры, в первую очередь схемные решения [Овчаренко-89]:

- применение отдельных трансформаторов для питания резкопеременных нагрузок;
- выделение их на отдельные ветви расщепленных обмоток трансформаторов или на отдельные ветви сдвоенных реакторов; увеличение мощности трансформаторов и их параллельная работа.

При питании спокойной I_1 и резкопеременной I_2 нагрузок от одного трансформатора Т (рис. 7.1, а) общее сопротивление для протекания нагрузок I_1 и I_2 складывается из сопротивления сети X_C до трансформатора и сопротивления X_T самого трансформатора $X_\Sigma = X_C + X_T$. При выделении резкопеременной нагрузки на отдельный трансформатор (рис. 7.1, б) общее сопротивление для протекания нагрузок I_1 и I_2 снижается до X_C , а размахи колебаний напряжения на шинах спокойной нагрузки уменьшаются в X_Σ/X_C раз.

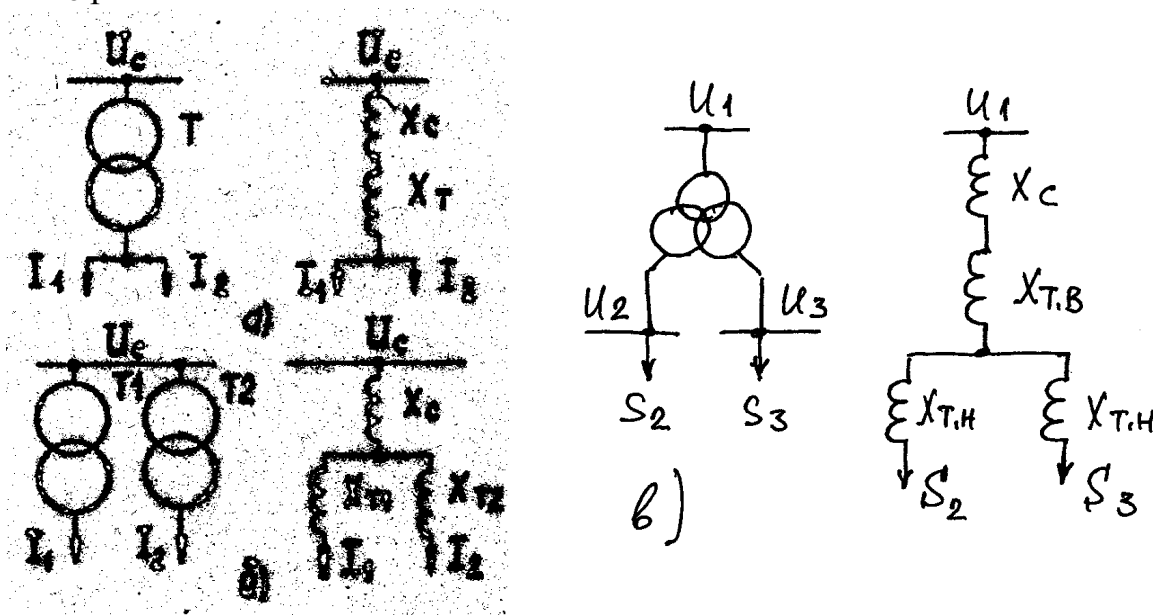


Рис. 7.1. Схемы питания спокойной и резкопеременной нагрузки:
 а – от одного трансформатора; б – от отдельных трансформаторов;
 в – от трансформатора с расщеплённой вторичной обмоткой

У трансформаторов с расщепленной обмоткой (рис. 7.1, в) вследствие слабой магнитной связи между ветвями (коэффициент расщепления $K_p = 3,5$ и $U_{K.2-3\%} = 30\%$ – см. также раздел 2.6 данного пособия) изменение тока, протекающего по одной ветви, незначительно влияет на изменение напряжения на выводах другой ветви обмотки. Для случая энергосистемы с неограниченной мощностью КЗ при резкопеременной нагрузке $S_3 = S_{p.п}$ на одной ветви остаточное напряжение на зажимах другой ветви со спокойной нагрузкой S_2 , %, [Овчаренко-89]

$$U_2 = 100 \cdot \frac{U_1}{U_{1ном}} - U_{K.\%} \cdot (1,88 \cdot K_{3.2} \cdot \sin\varphi_2 - 0,12 \cdot K_{3.3} \cdot \sin\varphi_3), \quad (7.21)$$

где $U_1/U_{1ном} = 1,05$ – относительное напряжение на стороне высшего напряжения; $U_{K.\%} = 10,5\%$ – напряжение КЗ трансформатора при параллельно включенных ветвях вторичной расщепленной обмотки; $K_{3.2} = S_2/S_{т.ном}$, $K_{3.3} = S_3/S_{т.ном}$ – коэффициенты загрузки ветвей расщепленной обмотки; φ_2 , φ_3 – углы сдвига фаз в ветвях обмотки.

В предельном случае при загрузке трансформатора только резкопеременной нагрузкой ($K_{3.3} = \max$ и $K_{3.2} = 0$), а также учитывая значения других величин, можно записать колебания напряжения на шинах ветви со спокойной нагрузкой

$$\delta U_t = \frac{0,12 \cdot U_{K.\%} \cdot S_{p.п} \cdot \sin\varphi_3}{S_{т.ном}}. \quad (7.22)$$

Толчки нагрузки, вызывающие наибольшие размахи колебания напряжения, обусловлены реактивной мощностью, поэтому примем предельное значение $\sin\varphi_3 = 1$. Тогда для обеспечения колебаний напряжения в пределах 1% должны иметь резкопеременную нагрузку

$$S_{p.п} \leq 0,8 \cdot S_{т.ном}. \quad (7.23)$$

Практически, величина $S_{p.п}$ ограничивается допустимой нагрузкой ветви расщепленной обмотки, равной 50 % $S_{т.ном}$. Следовательно, при такой загрузке одной ветви резкопеременной нагрузкой размахи колебания напряжения δU_t на выводах другой ветви не превысят 1 %. Однако следует иметь ввиду, что использование одной из ветвей расщепленной обмотки для питания только резкопеременной нагрузки может создать затруднение в рациональном распределении нагрузок по обеим ветвям силового трансформатора.

Применение трансформатора с расщепленными обмотками эффективно тогда, когда его сопротивление намного превышает сопротивление системы. Применение трехобмоточных трансформаторов менее эффективно, т. к. напряжение КЗ между обмотками среднего и низшего напряжения ниже – обычно 6% (см. также раздел 2.6 данного пособия).

В технической литературе отмечается, что для разделения спокойной и резкопеременной нагрузок можно использовать двоянные реакторы. Бла-

годаря взаимноиндуктивной связи между секциями реактора падение напряжения в каждой из них при токах нагрузки I_1 и I_2 можно представить выражением

$$\Delta U = X_p \cdot (I_2 - I_1 \cdot K_{CB}), \quad (7.24)$$

где X_p – индуктивное сопротивление ветви реактора; K_{CB} – коэффициент взаимноиндуктивной связи между секциями сдвоенного реактора [СпрБаумштейна-89, табл. 5.66].

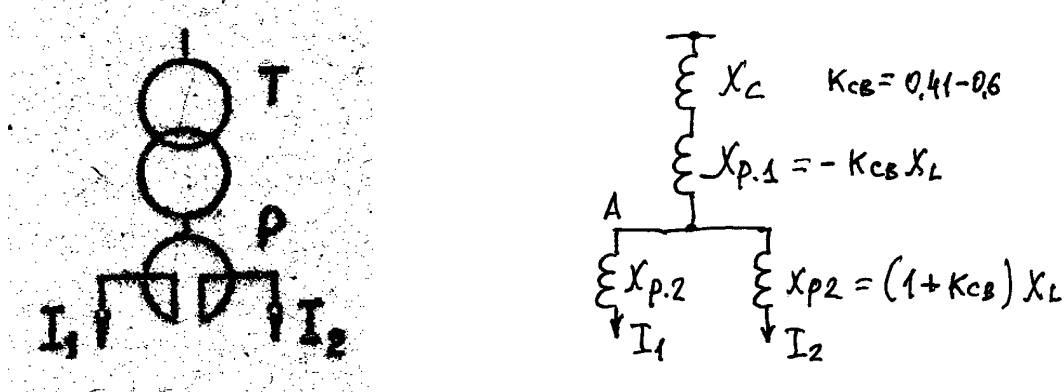


Рис. 7.2. Схема разделения спокойной и резкопеременной нагрузки с помощью сдвоенного реактора

Падение напряжения при $I_1 = I_2$ уменьшается на 50–60 %. При $I_1 \neq I_2$ снижение величины ΔU будет меньше [Жежеленко-1986]. Еще меньшее снижение величины ΔU будет наблюдаться, когда по одной секции реактора будет протекать ток I_1 спокойной нагрузки, а по другой секции – ток I_2 резкопеременной нагрузки. Однако, учитывая, что общая точка А для спокойной и резкопеременной нагрузок в сдвоенном реакторе «смещается» в сторону источника питания (уменьшается общее сопротивление протекания токов I_1 и I_2), данная схема дает некоторый положительный эффект. Оценим его количественно.

Величину допустимой резкопеременной нагрузки $S_{р.п.}$, подключенной к одной ветви сдвоенного реактора (рис. 7.2) и обуславливающей размах колебания δU_t на другой ветви реактора со спокойной нагрузкой, определяют соотношением [Овчаренко-89, Жежеленко-1986]

$$S_{р.п.} \leq \frac{\delta U_t}{\frac{U_{к. \%}}{S_{т. ном}} - \frac{50 \cdot X_p}{U_{ном}^2}}, \quad (7.25)$$

где $U_{к. \%}$ и $S_{т. ном}$ – напряжение КЗ, %, и номинальная мощность трансформатора, МВ·А; X_p – сопротивление ветви реактора, Ом. Подставим конкретные численные значения: $S_{т. ном} = 25$ МВ·А; $U_{к. \%} = 10,5$ %; $X_p = 0,2$ Ом; $U_{ном} = 10$ кВ

$$S_{p,л} = \frac{1}{\frac{10,5}{25} - \frac{50 \cdot 0,2}{10^2}} = 3,125 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Без сдвоенного реактора допустимая. резкопеременная нагрузка составит $S_{p,л} = 0,1 \cdot S_{т.ном} = 2,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Таким образом, введение в схему сдвоенного реактора с целью разделения питания спокойной и резкопеременной нагрузок незначительно увеличивает допустимую резкопеременную нагрузку. В то же время увеличиваются колебания напряжения на секции сборных шин, подключенной к ветви сдвоенного реактора с резкопеременной нагрузкой.

Уровень электромагнитных помех можно значительно снизить увеличением мощности питающих трансформаторов или их параллельным включением. Проведенные исследования [Вагин] показывают, что существующая коммутационная аппаратура до 1000 В позволяет включать на параллельную работу через магистральные шинопроводы до пяти цеховых трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и до трёх – мощностью 1600 или 2500 кВ·А. Это позволяет во многих случаях решить проблему электромагнитной совместимости без применения каких-либо устройств снижения электромагнитных помех (см. также раздел 5.1.1 данного пособия).

7.5.3. Специальные технические устройства

Размах колебаний напряжения в узле можно снизить (см. выражение 7.13), снижая реактивное сопротивление сети X_L , либо размах реактивной нагрузки ΔQ – в обоих случаях снижается произведение $\Delta Q \cdot X_L$. Первый способ реализуется с помощью установок продольной компенсации (включение емкости в рассечку линии), главным назначением которых является частичная компенсация индуктивного сопротивления X_C участков электрической сети для уменьшения потери напряжения в них [Иванов].

На рис. 7.3 показана схема замещения сети с продольной компенсацией, которая выполнена с помощью последовательного включения в цепь емкостного сопротивления X_K , и векторная диаграмма напряжений и токов. При наличии в цепи только сопротивлений X_L и R_L напряжение $\underline{U}_2$ в конце линии меньше напряжения $\underline{U}_1$ в её начале на величину падений напряжений на активном $\underline{I}_2 \cdot R_L$ и индуктивном $\underline{I}_2 \cdot X_L$ сопротивлениях. При последовательном включении в цепь емкостного сопротивления X_K появляется еще одна составляющая $\underline{I}_2 \cdot X_K$, направленная встречно составляющей $\underline{I}_2 \cdot X_L$. Подбором X_K можно снизить разность напряжений между $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$. При резкопеременном изменении тока изменяется в основном величина $\underline{I}_2 \cdot R_L$, что несущественно при малом значении сопротивления R_L . А увеличение падения напряжения на индуктивности $\underline{I}_2 \cdot X_L$ компенсируется увеличением падения напряжения на емкости $\underline{I}_2 \cdot X_K$. Таким образом, ценным

свойством устройства продольной компенсации является способность стабилизации напряжения при резкопеременной нагрузке.

Компенсация индуктивного сопротивления цепи емкостью приводит к повышению, токов КЗ во всех элементах цепи. Причем это особенно опасно для самих конденсаторов, т. к. напряжение на них при сквозных токах КЗ возрастает пропорционально их значениям. Для защиты конденсаторов от перенапряжений устанавливают нелинейные ограничители напряжений (рис. 7.3, а). Так как мощность конденсаторной батареи соизмерима с мощностью трансформатора, то могут возникать феррорезонансные и резонансные колебания на основной частоте. Для их предотвращения необходимо при проектировании трансформаторов предусматривать пониженные значения индукции в их стали. Кроме того, параллельно конденсаторам включают шунтирующее сопротивление $R_{ш}$, превышающее активное сопротивление конденсаторов примерно в 10 раз [Жежеленко-1987].

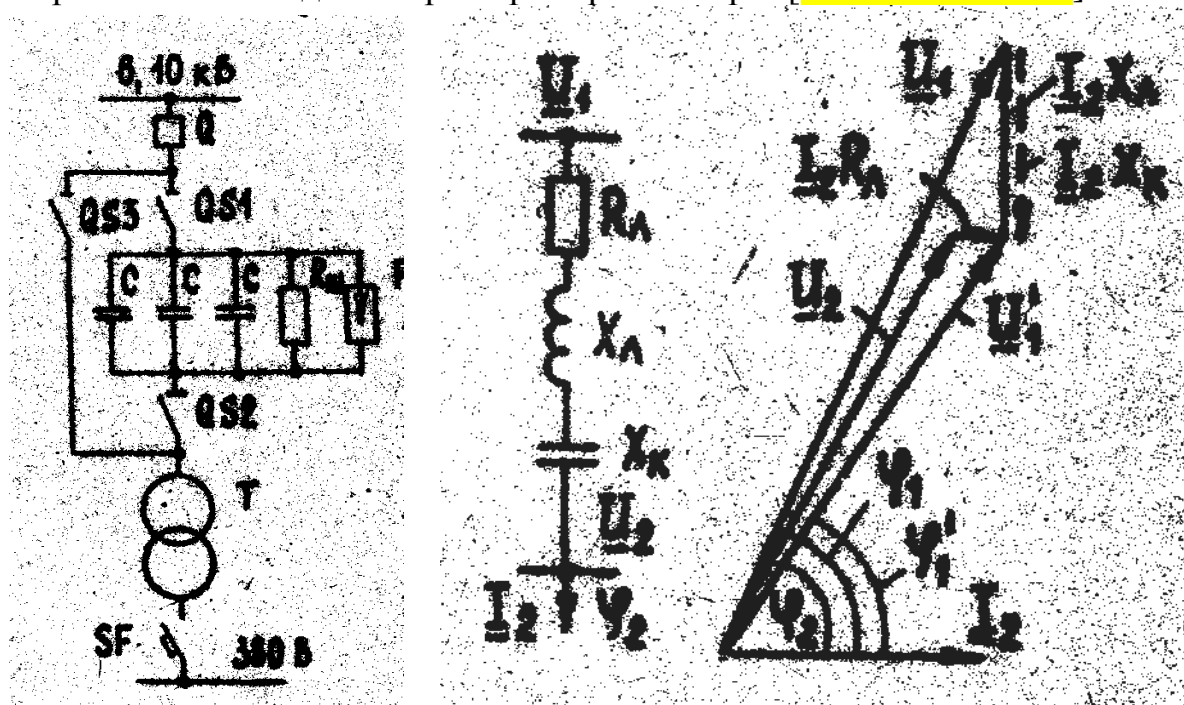


Рис. 7.3. Устройство продольной компенсации: а – принципиальная схема; б – схема замещения; векторная диаграмма

Устройства продольной компенсации эффективны в электрических сетях со сварочными машинами, где установка конденсаторных батарей для компенсации реактивной мощности (коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ составляет порядка 1,3–4) параллельно машинам нежелательна, т. к., во-первых, они перегружаются токами высших гармоник и выходят из строя, во-вторых, увеличивают искажение синусоиды напряжения. В одной из сетей [Вагин] установка устройства продольной компенсации позволила снизить в 5 раз размахи колебания напряжения на шинах напряжением 380 В и устранить брак при сварке.

Снижение размаха колебаний напряжения за счёт уменьшения размаха колебаний реактивной нагрузки может быть осуществлено с помощью быстродействующих устройств компенсации реактивной мощности. Эффективность этого способа зависит от быстродействия, с которым эти устройства могут следить за изменениями нагрузки и в соответствии с этим изменять свою мощность. К таким устройствам следует отнести быстродействующие синхронные компенсаторы и статические компенсирующие устройства.

Быстродействующие синхронные компенсаторы, имея мощность от 10 до 160 Мвар [Иванов], обладают относительно малой скоростью изменения генерируемой мощности – до 130 Мвар/с, что в целом недостаточно для сглаживания колебаний реактивной нагрузки прокатных станков. Чаще синхронные компенсаторы используют для плавного регулирования реактивной мощности в электрических сетях энергосистем.

В настоящее время особенно за рубежом для сглаживания колебаний реактивной нагрузки применяют статические компенсирующие устройства (СКУ). Известны две основные модификации СКУ – прямого и косвенного действия.

СКУ прямой компенсации осуществляют ступенчатое регулирование реактивной мощности путем включения и отключения тиристорными ключами батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник. Эти СКУ имеют высокое быстродействие (0,02 с) и не генерируют в сеть высшие гармоники, но из-за сложности процессов коммутации нашли ограниченное применение [Иванов]. Кроме того, ступенчатый характер регулирования реактивной мощности снижает способность с хорошим качеством компенсировать колебания напряжения [Жежеленко-1986].

СКУ косвенной компенсации состоят из двух частей: плавно регулируемого индуктивного элемента (реактора L) и батарей конденсаторов (C) и фильтров (Ф) высших гармоник (рис. 7.4, а) [Иванов, Вагин]. Принцип косвенной компенсации заключается в том, что реактивная мощность, генерируемая батареями конденсаторов и фильтрами постоянна $Q_K + Q_\Phi = \text{const}$, а для слежения за колебаниями потребляемой реактивной нагрузки $Q_{R.П}$ используется регулирование мощности Q_R реактора L (причем регулирование по фазам независимое). При отсутствии резкопеременной нагрузки $Q_{R.П}$ мощность Q_R максимальна, а при появлении нагрузки $Q_{R.П}$ мощность Q_R снижается пропорционально, поддерживая постоянство потребляемой из питающей сети реактивной мощности Q_C (рис. 7.4, б)

$$Q_C = Q_{R.П} + Q_R - Q_K - Q_\Phi = \text{const.} \quad (7.26)$$

СКУ косвенной компенсации (их еще называют тиристорными компенсаторами реактивной мощности) благодаря высокому быстродействию (0,01 с), обеспечивают такую скорость регулирования мощности реактора Q_R , что имеется возможность осуществления слежения за фронтом наброса

и сброса реактивной мощности (иначе такое регулирование будет неэффективным) электроприемников с резкопеременной нагрузкой (дуговые сталеплавильные печи, прокатные станы).

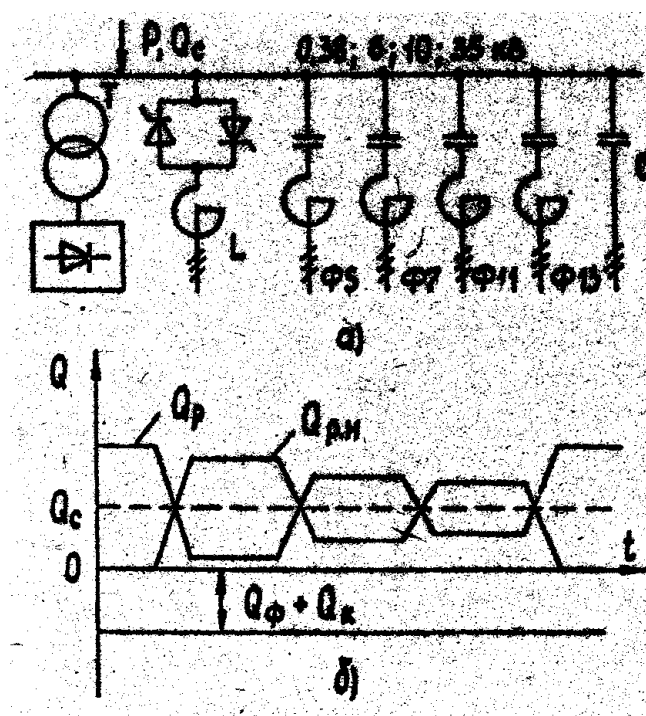


Рис.7.4.Тиристорный компенсатор реактивной мощности

Способность быстрого регулирования реактивной мощности используется не только для подавления фликера (колебаний напряжения), но и для повышения динамической устойчивости узлов нагрузки. Наконец, возможность пофазного управления СКУ косвенной компенсации позволяет снижать несимметрию напряжений электрической сети [Иванов]. В настоящее время серийно выпускаются тиристорные компенсаторы реактивной мощности типа ТКРМ с номинальной мощностью 6,3–40 Мвар напряжением 6–10 кВ.

7.6. Снижение уровней высших гармоник

Снижение уровней высших гармоник в электрических сетях является частью общей задачи уменьшения влияния нелинейных нагрузок на питающую сеть и улучшения качества электроэнергии в СЭС ПП. Уровень высших гармоник можно снизить следующими способами [Жежеленко-1984]:

- увеличением мощности КЗ в месте подключения источника высших гармоник;
- улучшением схем и конструкции вентиляльных преобразователей;

– применением специальных технических средств.

Увеличение мощности КЗ можно отнести к рациональным построениям схем СЭС. В основном этот способ сводится к увеличению мощности КЗ в общей точке присоединения нелинейной и прочей нагрузки и к снижению общего сопротивления питающей сети. Технические схемные решения для снижения уровней высших гармоник аналогичны решениям, применяемым для снижения размахов колебаний напряжения (см. раздел 7.5). Мощность КЗ в СЭС (при отсутствии БК) по условиям обеспечения нормируемой величины коэффициента несинусоидальности $K_{H.C.U}$ оценивают

$$\frac{S_{HЛН}}{S_{KЗ}} \leq 0,02, \quad (7.27)$$

где $S_{HЛН}$ – мощность ЭП, генерирующих высшие гармоники.

Специальные вентильные преобразователи уменьшают отрицательное влияние гармоник на питающую сеть. Они основаны на следующих принципах:

1. Схемы с поочередным управлением последовательно (параллельно) включенными преобразователями, позволяющими уменьшить набросы реактивной мощности в переходных режимах работы вентильных электроприводов.

2. Введение тока тройкой частоты в схему преобразователя; управление магнитным потоком, при котором в кривых потока и тока уничтожаются высшие гармоники.

3. Использование многофазных эквивалентных схем преобразователей (18-, 24- и 36-фазные схемы выпрямления).

Комплексное решение снижения уровня высших гармоник, основанное на применении многофункциональных устройств, сказывается в экономическом отношении более целесообразным, чем, например, использование мероприятий только по улучшению формы тока преобразователей. Примерами таких многофункциональных устройств являются силовые резонансные фильтры (СРФ) и тиристорные компенсаторы реактивной мощности.

СРФ, иначе называемые фильтрокомпенсирующими устройствами, наряду со снижением уровней высших гармоник генерируют в питающую сеть реактивную мощность. При определенных условиях такие СРФ могут использоваться также для симметрирования системы линейных напряжений в СЭС. СРФ могут устанавливаться для разделения линейных и нелинейных нагрузок (заградительные фильтры) или для шунтирования (поглощения) токов высших гармоник.

Наиболее совершенными средствами повышения качества ЭЭ в СЭС являются тиристорные, компенсаторы реактивной мощности. Наличие в их составе СРФ позволяет снижать и уровни, высших гармоник [Овчаренко-89].

7.6.1. Силовые резонансные фильтры

СРФ высших гармоник представляют собой последовательное или более сложное соединение индуктивного и емкостного сопротивлений (рис. 7.5, а), настроенных в резонанс (резонанс напряжений) на фильтруемую гармонику. Частотные характеристики СРФ (зависимости полного сопротивления СРФ от частоты или номера гармоники) приведены на рис. 7.5, б. На резонансной гармонике сопротивление СРФ практически равно нулю и ток этой гармоники, генерируемой каким-либо источником, замыкается через СРФ. При этом напряжение данной гармоники в месте установки СРФ в идеале стремится к нулю.

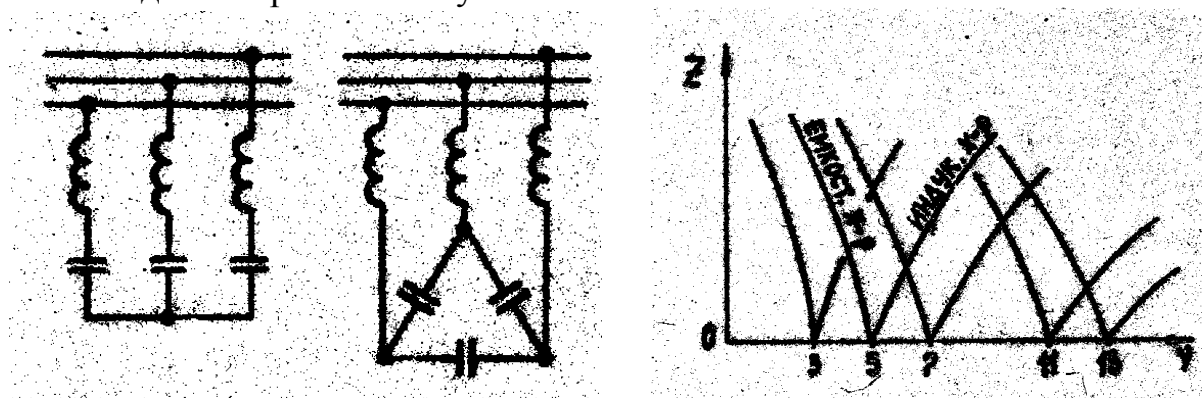


Рис. 7.5. Силовые резонансные фильтры (а) и их частотные характеристики (б)

Узкополосные СРФ являются устройствами многоцелевого назначения: они применяются для снижения уровней высших гармоник, одновременно генерируя в электрическую сеть реактивную мощность. СРФ настраиваются на частоты одной или нескольких гармоник, преобладающих в амплитудных спектрах напряжения сети, либо на промежуточную частоту в зависимости от вида нелинейных нагрузок и величины коэффициента, определяемого по формуле [Жежеленко-1986]

$$K_p = \frac{Q_{к.ф.}}{S_{кз}}, \quad (7.28)$$

где $Q_{к.ф.}$ – установленная мощность батареи конденсаторов фильтра γ -й гармоники; $S_{кз}$ – мощность КЗ на шинах электрической сети, к которым подключен фильтр.

В сетях с 6-фазными вентильными преобразователями при $K_p \leq 0,02$ устанавливают СРФ 5 и 7-й гармоник. Если при этом не обеспечивается снижение несинусоидальности напряжения до допустимых значений и менее (табл. 7.1), дополнительно предусматривается фильтр 11-й гармоники. При $K_p > 0,025$ достаточно установить только СРФ 5-й гармоники.

Таблица 7.1

Значения коэффициента несинусоидальности $K_{H.C.U}$, %, не более

Напряжение, кВ	Режим работы электрической сети	
	нормальный	послеаварийный
До 1	5	10
6–20	4	8
35	3	6
110 и более	2	4

В сетях с 12-фазными вентильными преобразователями устанавливают СРФ 11-й гармоники. В электрических сетях, питающих дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки, газоразрядные лампы, устанавливают СРФ 3, 5 и 7-й гармоник.

Допускается установка СРФ и отдельных батарей конденсаторов в случае, если последние используют для регулирования напряжения. При установке фильтра 5-й гармоники должно соблюдаться условие $K_{\delta}/K_P \geq 2$, фильтра 11-й гармоники – $K_{\delta}/K_P \geq 1,5$. Здесь $K_{\delta} = Q_K/S_{K3}$; Q_K – установленная мощность отдельной батареи конденсаторов.

Конденсаторы в схемах СРФ соединяют в треугольник или в звезду. Выбор способа включения определяется соотношением номинальных напряжений сети и конденсаторов. Заземлять нулевую точку батарей фильтров недопустимо.

Выбор мощности и типов СРФ производят с учетом следующих требований [Жежеленко-1986]:

- обеспечение условий баланса реактивной мощности в узле сети на основной частоте переменного тока;
- снижение до допустимого уровня фильтруемой гармоники;
- снижение до допустимого уровня общего коэффициента несинусоидальности;
- проверка возможности резонанса СРФ с сетью на частотах меньшего порядка.

Мощность батареи конденсаторов фильтра определяют из условия дефицита реактивной мощности в электрической сети или проведенных оптимизационных расчетов

$$Q_{K.Ф} \geq 1,2 \cdot K_C \cdot U_{Б.НОМ} \cdot I_{\gamma\Sigma}, \text{ квар}, \quad (7.29)$$

где $K_C = \sqrt{3}$ при соединении конденсаторов в треугольник и $K_C = 3$ при соединении в звезду; $U_{Б.НОМ}$ – номинальное напряжение батареи конденсаторов, кВ; $I_{\gamma\Sigma}$ – действующее значение гармоник тока, проходящих через СРФ γ_P -й гармоники, А.

Ток $I_{\gamma\Sigma}$ определяют по формуле (при n учитываемых гармониках)

$$I_{\gamma\Sigma} = \sqrt{\sum_{q=2}^n (I_{\gamma q} \cdot \sigma_{\gamma q})^2}, \quad (7.30)$$

где $I_{\gamma q}$ – ток γ_q -й гармоники; $\sigma_{\gamma q}$ – доля тока γ_q -й гармоники, проходящей через СРФ γ_p -й гармоники.

Коэффициенты $\sigma_{\gamma q}$ находят по следующим формулам:

– при установке одного СРФ

$$\sigma_{\gamma q} = \frac{1}{\frac{1}{K_p \cdot \gamma_p^2} (1 - \gamma_{q*}^2) + 1}, \quad \text{где } \gamma_{q*} = \frac{\gamma_p}{\gamma_q}; \quad (7.31)$$

– при установке двух СРФ с частотами настройки γ_{p1} и γ_{p2}

$$\sigma_{\gamma q}^{(1\Phi)} = \frac{1}{\frac{1}{K_{p1} \cdot \gamma_{p1}^2} (1 - \gamma_{q1*}^2) + \frac{K_{p2} \cdot \gamma_{p2}^2 (1 - \gamma_{q1*}^2)}{K_{p1} \cdot \gamma_{p1}^2 (1 - \gamma_{q2*}^2)} + 1};$$

$$\sigma_{\gamma q}^{(2\Phi)} = \frac{1}{\frac{1}{K_{p2} \cdot \gamma_{p2}^2} (1 - \gamma_{q2*}^2) + \frac{K_{p1} \cdot \gamma_{p1}^2 (1 - \gamma_{q2*}^2)}{K_{p2} \cdot \gamma_{p2}^2 (1 - \gamma_{q1*}^2)} + 1}, \quad (7.32)$$

где $\gamma_{q1*} = \gamma_{p1}/\gamma_q$; $\gamma_{q2*} = \gamma_{p2}/\gamma_q$; $K_{p1} = Q_{K.\Phi1}/S_{K3}$; $K_{p2} = Q_{K.\Phi2}/S_{K3}$;

– при установке одного СРФ и отдельной БК

$$\sigma_{\gamma q}^{(\Phi)} = \frac{1}{\frac{1}{K_p \cdot \gamma_p^2} (1 - \gamma_{q*}^2) + 1 + \frac{K_\delta}{K_p} \left(1 - \frac{1}{\gamma_{q*}^2} \right)};$$

$$\sigma_{\gamma q}^{(K)} = \frac{1}{1 - \frac{K_p \cdot (2\gamma_{q*}^2 - \gamma_{q*}^4)}{K_\delta \cdot (1 - \gamma_{q*}^2)}}. \quad (7.33)$$

Отсутствие перегрузки по мощности и превышение напряжения на них сверх номинального проверяют с помощью неравенства

$$\frac{U_{\text{ш}}}{K_c \cdot U_{\text{Б.НОМ}}} \cdot \frac{\gamma_p^2}{\gamma_p^2 - 1} \leq 1, \quad (7.34)$$

где $U_{\text{ш}}$ – наибольшее, возможное в условиях эксплуатации, значение напряжения на шинах.

Для обеспечения эффективной и надежной работы СРФ значения коэффициента K_p для регулируемых и нерегулируемых СРФ должны быть не менее следующих:

γ_p	Не регулируемые фильтры	Регулируемые фильтры
5	0,0045	0,0035
7	0,0045	0,0025
11, 13	0,0025	0,001

Если требуемая мощность $Q_{к.ф}$ конденсаторов СРФ превосходит величину $Q_{к.у}$, необходимой для компенсации реактивной мощности для данной сети, то фильтр следует настроить на частоту гармоники порядка

$$\gamma_p \leq \frac{Q_{к.у}}{Q_{к.ф}} \cdot \gamma_{н.м}, \quad (7.35)$$

где $\gamma_{н.м}$ – наименьший порядок гармоники из имеющихся в амплитудном спектре тока нелинейных нагрузок.

Относительная величина остаточного напряжения γ_q -й гармоники после установки СРФ

$$\Delta U_{\gamma^*} = U_{\gamma^*} \cdot \left[1 - \sum_{\gamma=2}^n \sigma_{\gamma q}^{(\Phi)} \right]. \quad (7.36)$$

Сопротивление одной фазы реактора СРФ определяют выражением

$$X_p = \frac{U_{ном}^2}{Q_{к.ф} \cdot \gamma_p^2}. \quad (7.37)$$

Следует учитывать, что при параллельной работе двух фильтров один может оказаться недогруженным, а другой перегруженным током высших гармоник. Поэтому каждый из фильтров в данном случае должен быть рассчитан на полный ток гармоник.

Эффективным средством снижения несинусоидальности напряжения в электрических сетях с относительно малым содержанием высших гармоник являются силовые ненастроенные фильтры. Проведенные расчеты [Важин, Жежеленко-1986] показывают, что в качестве частоты, на которую должен рассчитываться фильтр, может быть принята

$$\gamma = \frac{\gamma_{н.м}}{1,1}, \quad (7.38)$$

где $\gamma_{н.м}$ – наименьшая гармоника, имеющаяся в электрической сети.

Расчет остальных параметров одного ненастроенного фильтра производят, используя соотношения (7.28–7.37).

7.6.2. Частотные характеристики

В практике проектирования и эксплуатации частотные характеристики элементов и узлов нагрузки играют важную роль. Частотной характеристикой элемента сети называют зависимость полного сопротивления от ча-

стоты $Z = \psi(f)$. Параметры частотных характеристик оказывают существенное влияние на решение вопросов подключения мощных вентильных преобразователей и других ЭП к узлам электрической сети, на выбор резонансных фильтров.

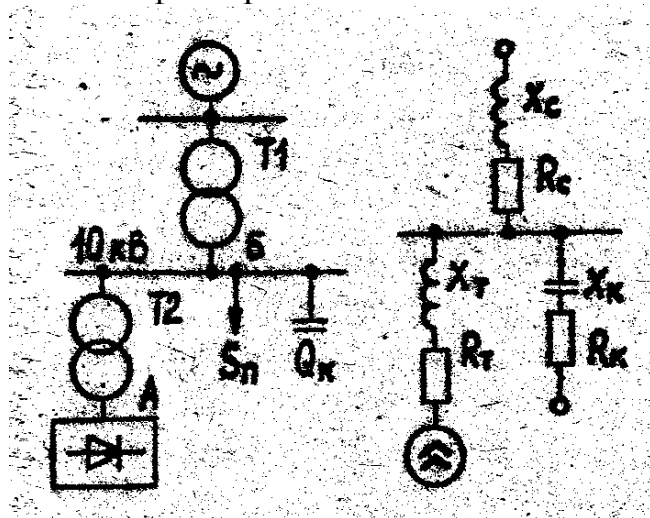


Рис. 7.6. Принципиальная схема и схема замещения сети

В электрической сети, содержащей индуктивные и емкостные элементы, на определенных частотах высших гармоник возникают резонансные явления. Рассмотрим сущность этих явлений на примере СЭС. На рис. 7.6 показаны три основных элемента, участвующих в резонансном процессе: вентильный преобразователь (источник высших гармоник I_{BG}) с параметрами X_T, R_T согласующего трансформатора T_2 ; питающая сеть, включая все её

элементы (в том числе прочную нагрузку S_{Π}), упрощенно представленная активно-индуктивным сопротивлением (X_C, R_C); батарея косинусных конденсаторов (емкостно-активная цепь X_K и R_K). При анализе учтём, что активные сопротивления элементов примерно на порядок меньше их реактивных сопротивлений, т. е. последние и определяют вид частотных характеристик элементов. При отсутствии емкостных элементов (при отключенной батарее конденсаторов) частотные характеристики определяются сопротивлениями питающей сети $Z_C = \psi(f)$ и трансформатора $Z_T = \psi(f)$, которые линейны (рис. 7.7). Следовательно, глубина искажений и величина напряжений отдельных гармоник уменьшается линейно по мере удаления от источника искажения напряжения (в направлении от точки А к точке Б и далее)

$$\Delta U_{\gamma} = \frac{Z_C}{Z_C + Z_T} \cdot U_{\gamma}, \quad (7.39)$$

где U_{γ} – напряжение γ -й гармоники, генерируемой преобразователем.

Частотная характеристика батареи конденсаторов $Z_K = \psi(f)$, которая определяется в основном ее емкостным сопротивлением

$$X_{KY} = \frac{1}{\gamma \cdot \omega \cdot C}, \quad (7.40)$$

Нелинейна – с ростом частоты ёмкостное сопротивление уменьшается. Включение батареи конденсаторов резко изменяет характер частотной характеристики питающей сети.

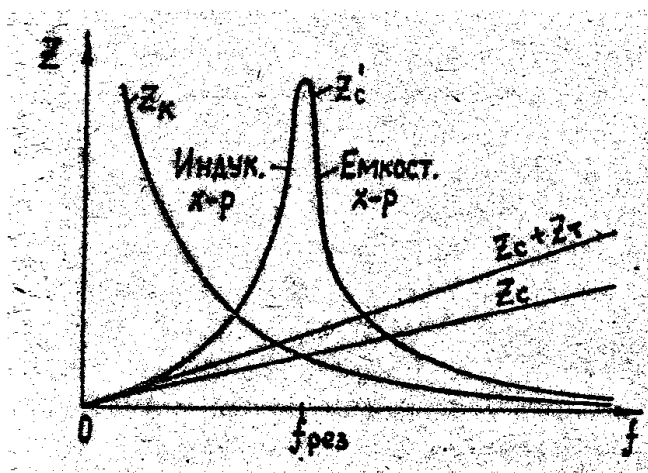


Рис. 7.7. Частотные характеристики элементов электрической сети

Рассмотрим процессы сначала без вентильного преобразователя. Возникновение нелинейности частотной характеристики сети $Z'_C = \psi(f)$ (рис. 7.7) объясняется тем, что при включении батареи конденсаторов образуется параллельный LC-контур, состоящий из индуктивного сопротивления X_C питающей сети и емкостного сопротивления X_K конденсаторов. Отметим, что левая ветвь частотной характеристики Z'_C имеет индуктивный

характер, а правая ветвь – ёмкостный. Кроме того, нелинейность частотной характеристики по величине зависит от добротности Q элементов питающей сети (от отношения X/R) – чем больше добротность, тем больше максимум резонансной кривой Z'_C .

Сравнивая частотные характеристики сети без конденсаторов Z_C и с ними Z'_C , можно провести качественный анализ. При отсутствии в сети емкостных элементов напряжение γ -й гармоники на шинах подстанции в точке Б (при наличии преобразователя) определяется падением напряжения на сравнительно небольшом сопротивлении Z_C сети. При подключении батареи конденсаторов процесс резко изменяется – сопротивление параллельного контура Z'_C особенно в области резонанса резко увеличивается (режим резонанса токов). При этом напряжение резонансной гармоники на шинах подстанции в точке Б значительно возрастает, т. е. существенно ухудшается качество ЭЭ, что особенно отрицательно сказывается на токовой нагрузке самой батареи конденсаторов. Таким образом, непосредственное применение батарей конденсаторов в целях компенсации реактивной мощности в электрических сетях с высшими гармониками проблематично (например, в электрических сетях, питающих сварочные установки, сталеплавильные дуговые печи и др.).

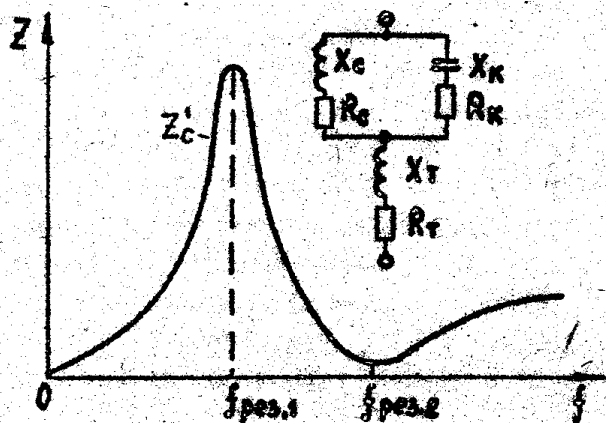


Рис. 7.8. Частотные характеристики электрической сети

При определенном соотношении параметров трансформатора Т2 (X_T) и параллельно включенных электрической сети и батареи конденсаторов (X_C , X_K) может возникнуть резонанс напряжений на резонансной частоте $f_{рез.2}$, что приведет к снижению напряжения гармоник в точке Б (суммарное сопротивление $Z'_C = \psi(f)$ имеет минимум на этой частоте – рис. 7.8), и, следовательно, улучшению качества ЭЭ.

Иной реактивный характер имеют ветви частотных характеристик СРФ (см. рис. 7.5, б), состоящих из последовательно соединенных емкости и индуктивности.

Левые ветви этих характеристик имеют емкостный характер, а правые – индуктивный. В связи с этим **СРФ, подавляя свою резонансную гармонику, увеличивает гармоники порядка ниже резонансной и уменьшает (в меньшей степени, чем резонансную) гармоники порядка выше резонансной.** Для эффективной работы фильтров их надо устанавливать, начиная с гармоники самого, низкого порядка, возникающей при работе нелинейных нагрузок. **Если СРФ высших гармоник имеют отдельные выключатели, то включение их надо начинать с СРФ низшей гармоники, а отключение производить в обратном порядке [Иванов].**

Частотные характеристики электрической сети с набором различных электроприемников и специальных устройств, предназначенных для улучшения качества ЭЭ, в общем случае представляют собой кривую с чередующимися максимумами и минимумами, на определенных частотах соответствующими режимам резонансов токов и резонансов напряжений [Жежеленко-81]. Несмотря на то, что частотная характеристика каждого отдельного элемента сети может быть получена сравнительно легко, определение частотной характеристики для узла сложной сети связано с трудностями учета взаимодействия элементов. Число экстремумов не имеет простой связи с числом реактивных элементов, что свойственно цепям с сосредоточенными параметрами. Частотные характеристики существенно нестабильны из-за различного рода коммутационных операций, приводящих к изменению схемы сети и состава включенного оборудования. Это обстоятельство может существенно сказываться на эффективности работы СРФ и должно учитываться при их выборе.

7.7. Снижение несимметрии напряжений

Для уменьшения влияния несимметрии напряжений производят симметрирование напряжения, под которым понимают применение мероприятий для уменьшения напряжений и токов обратной и нулевой последовательности, а также применение специальных симметрирующих устройств (СУ).

Ввиду того, что сопротивление основных элементов СЭС (линий, трансформаторов, реакторов) токам обратной последовательности равно сопротивлению токам прямой последовательности, снизить сопротивление участков, общих для токов симметричных и несимметричных нагрузок, можно практически лишь выделением их на отдельные трансформаторы.

Как известно, при соотношении $S_{K3} \geq 50 S_{\text{одн}}$ коэффициент обратной последовательности не превышает допустимых значений. Поэтому электроприемники, вызывающие несимметрию, целесообразно присоединять к узлам сети, где мощность КЗ удовлетворяет приведенному соотношению. Например, мощные однофазные электроприемники целесообразно подключить через отдельные трансформаторы к шинам напряжением 35–110–220 кВ [Жежеленко-1986].

Сопротивление токам нулевой последовательности может быть снижено за счёт применения трансформаторов 6–10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда с нулём» или «звезда – зигзаг с нулём» взамен применяющейся сейчас схемы «звезда – звезда с нулём».

Снижение *систематической несимметрии* в сетях осуществляют перераспределением нагрузок между фазами, а *вероятностной несимметрии* – с помощью устройств автоматического перераспределения нагрузок.

Симметрирование с помощью СУ сводят к компенсации эквивалентного тока обратной последовательности несимметричной нагрузки. В зависимости от места установки СУ различают индивидуальный, централизованный и комбинированный способы симметрирования [Жежеленко-1986, Шидловский]. Индивидуальные СУ устанавливают непосредственно у несимметричных электроприёмников. При централизованном симметрировании в СЭС устанавливают одно СУ. Комбинированный способ предполагает сочетание двух или трёх СУ.

Известно большое число СУ, которые имеют как электрические, так и электромагнитные связи между элементами. Симметрирование нагрузок обычно осуществляют с помощью реактивных элементов (индуктивностей и емкостей), т. к. включение активных сопротивлений приводит к дополнительному потреблению активной мощности.

При помощи нескольких трансформаторов, включенных определенным образом между сетью и несимметричной нагрузкой, получают необходимое напряжение на нагрузке и добиваются некоторого выравнивания линейных токов. В качестве примера на рис. 7.9, а приведена схема питания

двухфазной нагрузки Z_1 и Z_2 от трансформатора Скотта [Шидловский]. По этой схеме питаются индукционные плавильные печи. Симметрирующие устройства трансформаторного типа являются индивидуальными и нерегулируемыми, а их симметрирующие свойства зависят от характера нагрузки.

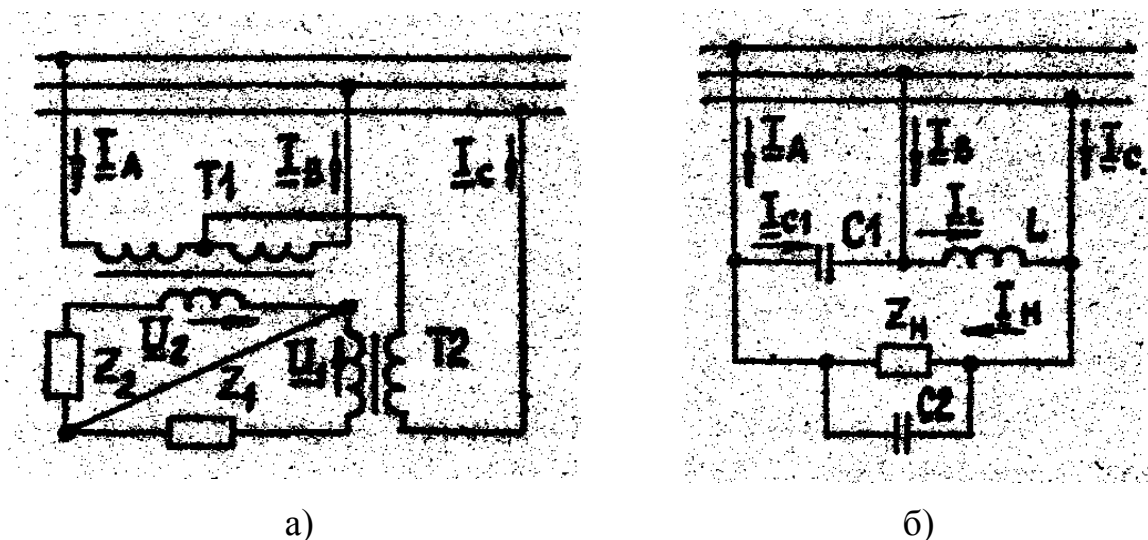


Рис. 7.9. Схема питания двухфазной нагрузки от трансформатора Скотта (а) несимметричной однофазной нагрузки по схеме Штейнметца (б)

Индуктивно-ёмкостные СУ подключают к сети параллельно с несимметричной нагрузкой Z_H . Наибольшее распространение получила схема Штейнметца, показанная на рис. 7.9, б [Шидловский 24]. Данное устройство наиболее эффективно при чисто активной нагрузке. Поэтому при активно-индуктивной нагрузке параллельно ей подключается батарея конденсаторов C_2 . Мощность реактора L и батареи конденсаторов C_1 в этом случае выбирается из условия

$$Q_L = Q_K = \frac{P_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}}. \quad (7.41)$$

Симметрирующее устройство Штейнметца обеспечивает симметрирование и активно-индуктивной нагрузки. В этом случае мощность симметрирующих элементов выбирается из условия

$$Q_L = \frac{2 \cdot S_{\text{НАГР}} \cdot \cos(\varphi_{\text{НАГР}} - \pi/3)}{\sqrt{3}},$$

$$Q_K = \frac{2 \cdot S_{\text{НАГР}} \cdot \cos(\varphi_{\text{НАГР}} + \pi/3)}{\sqrt{3}}, \quad (7.42)$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – полная мощность однофазной нагрузки; $\varphi_{\text{НАГР}}$ – аргумент сопротивления нагрузки.

Симметрирование обеспечивается только при одном значении нагрузки. При изменяющейся нагрузке необходимо регулирование параметров реактора и батареи конденсаторов.

Для симметрирования системы линейных напряжений в электрических сетях напряжением 6–10 кВ при одно-, двух- и трехфазных несимметричных нагрузках широко применяют трехфазные батареи конденсаторов с неодинаковыми мощностями фаз [Жежеленко-1986]. Суммарная мощность емкостного СУ выбирается из условия компенсации реактивной мощности. Суммарная мощность конденсаторных батарей распределяется между фазами электрической сети таким образом, чтобы создаваемый ими ток обратной последовательности был по возможности ближе по значению к току обратной последовательности нагрузки и направлен противоположно. Для этого достаточно присоединить конденсаторные батареи к двум междупазным напряжениям. Мощность конденсаторных батарей в зависимости от значения угла φ_2 между вектором тока нагрузки $\underline{I}_2$ и вектором линейного $\underline{U}_{BA}$, на которое подключена однофазная нагрузка, определяет по формулам

$$\begin{aligned} Q_{AC} &= Q_P \cdot \sin(30^\circ + \varphi_2); \quad Q_{BC} = Q_P \cdot \cos \varphi_2 \quad \text{при } -30^\circ < \varphi_2 < 90^\circ; \\ Q_{BA} &= Q_P \cdot \cos \varphi_2; \quad Q_{CA} = Q_P \cdot \cos(60^\circ - \varphi_2) \quad \text{при } -90^\circ < \varphi_2 < 210^\circ; \\ Q_{BA} &= Q_P \cdot \sin(30^\circ + \varphi_2); \quad Q_{BC} = Q_P \cdot \cos(60^\circ + \varphi_2) \quad \text{при } -210^\circ < \varphi_2 < 330^\circ; \\ Q_P &= 2 \cdot I_2 \cdot U_{\text{ном}}. \end{aligned} \quad (7.43)$$

Симметрирование системы напряжений может быть осуществлено также путем введения системы, добавочных несимметричных ЭДС, включаемых между источником и приемником в разрыв линейных проводов. В результате суммирования ЭДС основного и добавочного источников их симметричные составляющие обратной последовательности взаимно компенсируются и напряжение на приёмнике остается симметричным [Шидловский].

Сложно симметрировать резкопеременную нагрузку с изменяющейся несимметрией и при этом генерирующую высшие гармоники: нагрузку дуговых и руднотермических печей, сварки. Такие потребители являются, как правило, очень мощными, и поэтому задача нормализации качества ЭЭ в питающих их СЭС стала одной из актуальных. Для повышения качества ЭЭ и одновременно для компенсации реактивной мощности используют многофункциональные фильтросимметрирующие устройства, например, тиристорные компенсаторы реактивной мощности [Иванов].

В заключение отметим способность к симметрированию отдельных элементов СЭС. Например, шинопроводы типа ШМА даже при несимметричной нагрузке дают симметричную потерю напряжения за счет наведенных индуктивных токов в незагруженной фазе [Вагин].

В сельских четырёхпроводных электрических сетях России в основном используются трансформаторы со схемой соединения обмоток Y/Y_H . Эти самые дешевые в изготовлении трансформаторы в эксплуатации экономичны лишь при симметричной нагрузке. Реально в указанных сетях имеется значительная несимметрия фазных нагрузок, которая ведёт к искажению фазных и линейных напряжений сети и росту потерь электрической энергии в трансформаторах. Этот рост обусловлен появлением магнитных потоков нулевой последовательности Φ_0 в магнитных системах трансформаторов, создаваемых токами небаланса $I_{НБ}$, протекающих в нулевом проводе сети. Магнитные потоки Φ_0 , замыкаясь через бак, дно и крышку трансформатора, разогревают его, повышают температуру изоляции сверх нормы. В результате трансформатор при нагрузке ниже номинальной оказывается недопустимо перегретым.

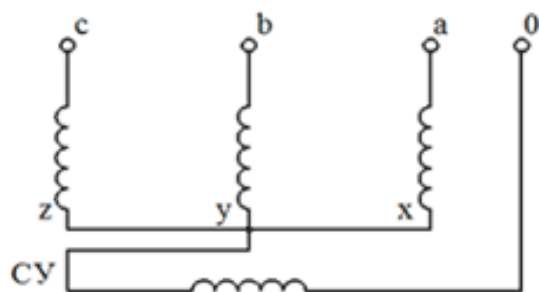


Рис. 7.10. Трансформатор с симметрирующим устройством

В Белоруссии [СилТР-ры. Минск] разработано симметрирующее устройство, представляющее отдельную обмотку, уложенную поверх обмоток высшего напряжения. Обмотка включена в рассечку нулевого провода обмотки низшего напряжения (рис. 7.10). При появлении тока небаланса $I_{НБ}$ эта обмотка создаёт магнитный поток нулевой последовательности, направленный встречно потоку Φ_0 , компенсируя

его. В результате предотвращается перекос фазных напряжений на выводах трансформатора. Трансформаторы с симметрирующим устройством выпускаются мощностью от 25 до 250 кВ·А.

7.8. Уменьшение импульсных перенапряжений и сокращение длительности провалов напряжения

Для ограничения импульсов перенапряжений в основном грозовых волн на подстанциях устанавливают разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) [Халилов]. Эти аппараты обеспечивают снижение амплитуды импульсов до значений, приемлемых для изоляции электрооборудования. Однако эти значения в 5–10 раз превышают уровни помехозащищенности средств вычислительной техники и электронной аппаратуры, присоединяемых к электрической сети без промежуточных устройств [Железко-1989]. Защиту чувствительного оборудования от импульсных перенапряжений осуществляют с помощью специальных буферных устройств, а не путем предъявления к электрической сети требований более жестких, чем обеспечивают разрядники и ОПН.

Длительность кратковременных провалов напряжения вплоть до перерывов питания определяется схемой электроснабжения (количеством независимых источников) и техническими средствами автоматического его восстановления после аварии. Для потребителей, у которых эти перерывы вызывают большие ущербы, предусматривают системы автоматики, обеспечивающие восстановление питания через доли секунды, а в других менее ответственных случаях восстановление может происходить через десятки секунд. Схему питания потребителя и тип автоматики его восстановления выбирают на стадии проектирования СЭС с учётом конкретных особенностей технологического производства и структуры используемых ЭП. ***Допустимая длительность кратковременных перерывов электроснабжения является предметом технико-экономических расчетов, а не нормирования.***

Одной из актуальных проблем промышленной электроэнергетики является проблема обеспечения синхронной динамической устойчивости синхронных двигателей при кратковременных нарушениях электроснабжения. Нарушение устойчивости отдельных двигателей и узла нагрузки в целом при кратковременных, в пределах долей секунды, перерывах является причиной частичного или полного срыва сложных технологических процессов, а продолжительность простоя установок во много раз превышает длительность бестоковой паузы. К числу таких установок можно отнести технологические комплексы химических и нефтехимических заводов предприятий чёрной и цветной металлургии, кустовые насосные станции нефтедобычи, нефтеперекачивающие станции магистральных нефтепроводов и др.

Повысить надежность электроснабжения мощных синхронных двигателей напряжением 6–10 кВ, обеспечить их устойчивость при кратковременных нарушениях электроснабжения можно за счёт применения новых способов и средств ускорения автоматического ввода резерва, позволяющих удерживать синхронные двигатели в синхронизме, если устранить возмущающее воздействие за время перерыва в питании не более 0,12–0,2 с для большинства двигателей.

7.9. Расчет несинусоидальности напряжения

7.9.1. Схемы замещения элементов СЭС

Схему замещения СЭС составляют на одну фазу. Нулевые точки схем замещения генераторов, эквивалентных нагрузок, батарей конденсаторов и ёмкостных проводимостей кабельных и воздушных линий соединяют между собой. Пассивные элементы СЭС (трансформаторы, реакторы, линии и т. д.) замещают в общем случае активным R_γ и индуктивным X_γ и емкостным $X_{C\gamma}$ сопротивлениями. В качестве активных элементов прини-

мают электроприемники, генерирующие высшие гармоники и которые представляют в схемах замещения источниками токов высших гармоник неограниченной мощности. Схемы замещения элементов СЭС представлены на рис. 7.11, где обозначено: а – двухобмоточный трансформатор; синхронный и асинхронный двигатели, одиночный реактор; б – воздушная и кабельная линии электропередачи; в – узел нагрузки напряжением 380 В; г – сдвоенный реактор; д – батареи конденсаторов; е – электроприёмник, генерирующий высшие гармоники.

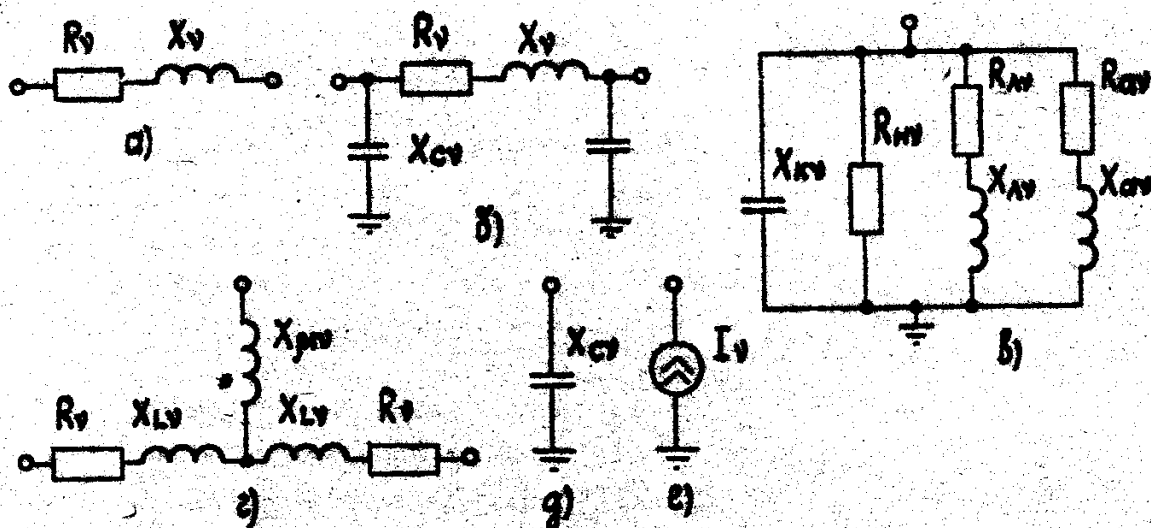


Рис. 7.11. Схемы замещения элементов СЭС

Сопротивления элементов схемы замещения токам высших гармоник в общем случае вычисляют по формулам

$$R_{\gamma} = R_2 \cdot K_r \cdot K_{r\gamma}; \quad X_{L\gamma} = X_2 \cdot K_x \cdot K_{x\gamma} \cdot \gamma; \quad X_{C\gamma} = \frac{1}{B \cdot K_{b\gamma} \cdot \gamma}, \quad (7.44)$$

где R_2 , X_2 – активное и индуктивное сопротивления элемента току обратной последовательности промышленной частоты; B – емкостная проводимость элемента; K_r , K_x – коэффициенты, учитывающие влияние вытеснения тока высших гармоник в проводниках на активное и индуктивное сопротивления элемента; $K_{r\gamma}$, $K_{x\gamma}$, $K_{b\gamma}$ – коэффициенты, учитывающие распределённость параметров элемента на частотах высших гармоник; γ – номер гармоники.

Сопротивления R_2 , X_2 и проводимость B основной частоты для линий электропередачи, трансформаторов, реакторов, двигателей и батарей конденсаторов определяют по известным в литературе выражениям, исходя из усредненных значений параметров, приводимых, в справочниках и каталогах.

Вытеснение тока в проводниках на частотах высших гармоник приводит к увеличению активных сопротивлений и уменьшению индуктивности элементов СЭС. При расчетах режимов гармоник $\gamma \leq 25$ коэффициент K_x

принимают в среднем равным для трансформаторов 0,9, синхронных машин – 0,7–0,9, асинхронных двигателей – 0,3–0,9.

Коэффициенты K_{γ} , $K_{x\gamma}$, $K_{b\gamma}$ используют, главным образом, для расчетов СЭС напряжением 110 кВ и выше. При расчетах параметров несинусоидальности в электрических сетях напряжением выше 1000 В допускается схемы замещения составлять только из реактивных элементов, а при напряжении ниже 1000 В – необходимо учитывать и активные сопротивления. Следует отметить, что активные сопротивления элементов оказывают заметное влияние только на режим гармоник, частоты которых близки к резонансным частотам электрической сети. Например, если резонанс сети возникает на частоте 12-й гармоники, то активные сопротивления необходимо учитывать при расчетах режимов только 11-й, 12-й и 13-й гармоник.

Ниже приведены соотношения для определения сопротивлений конкретных элементов СЭС [Борисов-85, Вагин-86, СпрФёд-86]. Рассмотрим их последовательно:

1. Энергетическая система

$$X_{C\gamma} = 0,65 \cdot X_C \cdot \gamma = \frac{0,65 \cdot U_{CT}^2 \cdot \gamma}{S_{K3}}, \quad (7.45)$$

где X_C – сопротивление системы, приведенное к напряжению ступени U_{CT} , В, для которой проводится расчет высших гармоник; S_{K3} – мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, В·А.

Примечание. Рекомендуется использовать для исключения ошибок при расчётах следующие размерности переменных: В; А; Ом; В·А.

2. Силовой трансформатор

$$X_{T\gamma} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{CT}^2}{100 \cdot S_{T.НОМ}} \cdot \gamma \cdot K_x, \quad (7.46)$$

где $U_{K\%}$ – напряжение КЗ трансформатора, %; $S_{T.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А; $K_x = 0,88$.

Данное выражение для индуктивного сопротивления трансформатора используют при расчетах в СЭС напряжением выше 1000 В. Для цеховых понижающих трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ рекомендуют [Борисов, Вагин] следующее соотношение для полного сопротивления

$$Z_{T\gamma} = R_T \cdot \sqrt{\gamma} + jX_T \cdot \gamma; \quad R_{T\gamma} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{CT}^2}{S_{T.НОМ}} \cdot \sqrt{\gamma}, \quad (7.47)$$

где ΔP_{K3} – активные потери КЗ трансформатора, Вт.

3. Воздушная (кабельная) линия, продольное сопротивление

$$X_{L\gamma} = X_o \cdot L \cdot \frac{U_{CT}^2}{U_{L.НОМ}^2}, \quad (7.48)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на линии, Ом/км;
 $U_{Л.НОМ}$ – номинальное напряжение линии, В.

4. Кабельная линия, поперечное сопротивление

$$X_{КЛ\gamma} = \frac{U_{СТ}^2}{U_{Л.НОМ}^2 \cdot \sum_{i=1}^n b_{oi} \cdot L_i}, \quad (7.49)$$

где b_{oi} – ёмкостная проводимость i -й линии, 1/(Ом·км); L_i – длина i -й линии, км; n – число кабельных линий, подключенных к рассматриваемой секции подстанции.

Проведённые численные эксперименты показали, что ёмкостными проводимостями кабельных линий напряжением до 1 кВ можно пренебрегать, ёмкостные проводимости кабелей напряжением выше 1 кВ необходимо учитывать при расчётах режимов высших гармоник порядков $\gamma \geq 20$ [СпрФёд-86].

5. Реактор одиночный

$$X_{P\gamma} = \frac{X_{P.\%} \cdot U_{СТ}^2}{100 \cdot I_{P.НОМ} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{P.НОМ}} \cdot \gamma = X_P \cdot \gamma \cdot \frac{U_{СТ}^2}{U_{P.НОМ}^2}, \quad (7.50)$$

где $X_{P.\%}$ – сопротивление реактора, %; $I_{P.НОМ}$ – номинальный ток реактора, А; $U_{P.НОМ}$ – номинальное напряжение реактора, В; X_P – сопротивление реактора, Ом.

6. Сдвоенный реактор

$$X_{P1\gamma} = K_{СВ} \cdot X_P \cdot \gamma \cdot \frac{U_{СТ}^2}{U_{P.НОМ}^2}; \quad X_{P2\gamma} = (1 - K_{СВ}) \cdot X_P \cdot \gamma \cdot \frac{U_{СТ}^2}{U_{P.НОМ}^2}, \quad (7.51)$$

где $X_{P1\gamma}$ – общее сопротивление, Ом; $X_{P2\gamma}$ – сопротивление ветви, Ом; $K_{СВ}$ – коэффициент связи.

7. Батарея конденсаторов

$$X_{K\gamma} = - \frac{U_{СТ}^2}{Q_K \cdot \gamma} \quad (7.53)$$

где Q_K – мощность батареи конденсаторов, вар.

8. Синхронная машина

$$X_{СМ\gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{СМ.НОМ}} \cdot K_x \cdot \gamma, \quad (7.54)$$

где X_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронной машины по продольной оси, отн. ед. (при отсутствии данных допускается принимать $X_d'' = 0,24$); $S_{СМ.НОМ}$ – номинальная мощность машины, В·А; $K_x = 0,71$.

9. Асинхронный двигатель

$$X_{Ад\gamma} = \frac{U_{СТ}^2}{K_{П} \cdot S_{Ад.НОМ}} \cdot K_x \cdot \gamma, \quad (7.55)$$

где $K_{П}$ – кратность пускового тока; $S_{Ад.НОМ}$ – номинальная мощность двигателя, В·А; $K_x = 0,88$.

10. Электродуговая сталеплавильная печь

$$X_{П\gamma} = \frac{U_{СТ}^2}{S_{П.НОМ}} \cdot \gamma, \quad (7.56)$$

где $S_{П.НОМ}$ – номинальная мощность печного трансформатора, В·А.

11. Сопротивление узла нагрузка напряжением 380 В токам высших гармоник состоит из эквивалентных сопротивлений различных групп электроприемников, входящих в узел. Эквивалентные сопротивления характерных групп нагрузок, приведенные к напряжению $U_{СТ}$ определяют по следующим выражениям (см. рис. 7.11, в):

– нагревательные устройства и лампы накаливания с установленной мощностью $P_{У.НОМ}$, Вт,

$$R_{У.НОМ} = \frac{U_{СТ}^2}{P_{У.НОМ}}; \quad (7.56)$$

– люминесцентная осветительная установка с лампами типа ДРЛ с установленной мощностью $P_{Л}$, Вт,

$$R_{Л\gamma} = 0,27 \cdot \frac{U_{СТ}^2}{P_{Л}}; \quad X_{Л\gamma} = 0,39 \frac{U_{СТ}^2}{P_{Л}} \cdot \gamma; \quad (7.57)$$

– группа АД с установленной мощностью $S_{Д\Sigma}$, В·А,

$$R_{Д\Sigma\gamma} = 0,0632 \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{Д\Sigma}} \cdot \sqrt{\gamma}; \quad X_{Д\Sigma\gamma} = 0,105 \cdot \frac{U_{СТ}^2}{S_{Д\Sigma}} \cdot \left(0,66 + \frac{0,33}{\sqrt{\gamma}} \right) \cdot \gamma. \quad (7.58)$$

7.9.2. Параметры источников токов высших гармоник

Источники токов высших гармоник в схемах замещения представляют источниками тока бесконечной мощности. Рассмотрим параметры характерных источников токов высших гармоник.

1. **Вентильный нерегулируемый одиночный преобразователь** переменного тока в постоянный генерирует токи γ -х гармоник, А, [Жежеленко-1981]

$$I_{\gamma} = \frac{I}{\gamma} = \frac{S_{П}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot \gamma}, \quad (7.59)$$

где $S_{П}$ – полная расчетная мощность преобразователя, В·А.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые несколькими однотипными преобразователями при их неизменной нагрузке, рассчитывают по выражению

$$I_{\gamma\Sigma} = \frac{S_{\Pi\Sigma} \cdot K_{\gamma\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot \gamma}, \quad (7.60)$$

где $S_{\Pi\Sigma}$ – суммарная полная мощность преобразователей, В·А; $K_{\gamma\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $\gamma = 5$ и $\gamma = 7$ принимают $K_{\gamma\Sigma} = 0,9$, для $\gamma = 11$ и $\gamma = 13$ – $K_{\gamma\Sigma} = 0,75$.

При шестифазной схеме выпрямления преобразователя рассчитывают 5, 7, 11, 13, 17, 19 и т. д. генерируемые гармоники тока, а при двенадцатифазной схеме выпрямления – 11, 13, 23, 25 и т. д. гармоники.

Если к системе шин подключены шести- и двенадцатифазные преобразователи, полные мощности которых равны соответственно $S_{6\Phi}$ и $S_{12\Phi}$, для определения эквивалентных токов гармоник применяют выражение

$$I_{\gamma\Sigma} = \frac{\sqrt{S_{6\Phi}^2 + S_{12\Phi}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot \gamma}. \quad (7.61)$$

2. Тиристорный преобразователь с трехфазной схемой выпрямления генерирует токи высших гармоник [Овчаренко]

$$I_{\gamma} = \frac{I_1}{1,11 \cdot (\gamma \pm 1)}; \quad I_1 = \frac{S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT}} \quad \text{или} \quad I_1 = \frac{0,9 \cdot U_{d.HOM} \cdot I_{d.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot \cos\varphi}, \quad (7.61)$$

где I_1 – номинальный ток первой гармоники преобразователя. А; $U_{d.HOM}$, $I_{d.HOM}$ – номинальные значения выпрямленного напряжения и тока, В и А; $\cos\varphi$ – коэффициент реактивной мощности преобразователя; для гармоник $\gamma = 5$ и $\gamma = 13$ в знаменателе берется знак (+), для $\gamma = 7$ и $\gamma = 11$ – знак (–).

Для группы реверсивных преобразователей значения тока γ -й гармоники находят по формуле [Жежеленко-1981]

$$I_{\gamma\Sigma} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\Pi i}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT}}. \quad (7.61)$$

3. Дуговые сталеплавильные печи. Нелинейность вольтамперной характеристики дуги приводит к генерации дуговыми сталеплавильными печами токов высших гармоник, состав и уровни которых зависят от периода плавки [СпрФёд-86]. Наибольших значений уровни высших гармоник достигают во время расплава, наименьших – при завершении плавки. Для расчетов обычно принимают режим расплава, т. е. используют выражение

$$I_{\gamma} = \frac{1,25 \cdot I_{\Pi T.HOM}}{\gamma^2} = \frac{1,25 \cdot S_{\Pi T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot \gamma^2}, \quad (7.62)$$

где $I_{\text{ПТ.НОМ}}$ – номинальное значение, тока печного трансформатора, А; $S_{\text{ПТ.НОМ}}$ – номинальная мощность печного трансформатора, В·А.

Для дуговых сталеплавильных печей рассматривают 2, 3, 5, 7, 11 и 13 гармоники [Овчаренко-89]. Ток второй гармоники принимают равным току третьей гармоники ($I_2 = I_3$) [Иванов].

Для группы одинаковых печей

$$I_{\text{ГР}\gamma} = I_{\gamma} \cdot \sqrt[4]{N}, \quad (7.63)$$

где N – число печей, одновременно работающих в режиме расплавления.

Для группы печей разной мощности

$$I_{\text{ГР}\gamma} = I_{\gamma\text{МАКС}} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{\text{ПТ}i}}{S_{\text{ПТ.МАКС}}}}, \quad (7.64)$$

где $S_{\text{ПТ}i}$ – мощность i -го печного трансформатора; $S_{\text{ПТ.МАКС}}$, $I_{\gamma\text{МАКС}}$ – наибольшая мощность трансформатора в группе печей и её ток высшей гармоники; n – общее число работающих печей.

4. Тиристорные регуляторы мощности, применяемые для управления режимом работы, например, печей сопротивления [Жежеленко-84]. В схемах используется встречно-параллельное включение тиристоров. Мощность установок достигает 2500 кВ·А. Кривые тока печного трансформатора несинусоидальны. Наиболее характерными высшими гармониками являются 2, 3, 5, 7, 11, 13. Для единичной установки токи 5, 7, 11, 13-й гармоник определяют

$$I_{\gamma} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{ПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \gamma}, \quad (7.66)$$

а токи 2, 3, 4-й гармоник

$$I_{\gamma} = \frac{0,1 \cdot S_{\text{ПТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \gamma}. \quad (7.67)$$

В случае, если к одной секции шин подключено несколько установок, то токи 5, 7, 11, 13-й гармоник определяют

$$I_{\gamma} = \frac{0,7 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{ПТ}i}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \gamma}, \quad (7.68)$$

а для $\gamma = 2, 3, 4$

$$I_{\gamma} = \frac{0,1 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{ПТ}i}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \gamma}, \quad (7.69)$$

5. Сварочные установки. По своему воздействию на несинусоидальность питающей сети сварочные нагрузки можно разделить на две катего-

рии: установки дуговой и контактной электросварки переменного тока; установки дуговой электросварки постоянного тока.

Установки дуговой электросварки переменного тока воздействуют на питающую сеть аналогично дуговым сталеплавильным печам. В общем случае для единичной установки токи гармоник равны [Иванов, Вагин]:

$$I_{\gamma} = \frac{I_1}{\gamma^2}, \quad (7.70)$$

– для однофазных установок

$$I_1 = \frac{S_{\text{ПАСП}} \cdot K_3 \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{U_{\text{СТ}}}; \quad (7.71)$$

– для трехфазных

$$I_1 = \frac{S_{\text{ПАСП}} \cdot K_3 \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}}}, \quad (7.72)$$

где $S_{\text{ПАСП}}$ – номинальная паспортная мощность сварочного трансформатора, В·А; K_3 – коэффициент загрузки; ПВ – продолжительность включения, о. е.

Дуговые сварочные установки переменного тока генерируют в СЭС 3, 5 и 7-ю гармоники тока.

Сварочные машины постоянного тока и сварочные выпрямители, имеющие трехфазный мостовой выпрямитель, генерируют 5, 7 и 11-ю гармоники. Токи отдельных гармоник рассчитывают, по выражению

$$I_{\gamma} = \frac{I_1}{\gamma} = \frac{S_{\text{ПАСП}} \cdot K_3 \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \gamma}. \quad (7.73)$$

Для группы установок электросварки независимо от режима работы суммарные токи отдельных гармоник определяют [Иванов]

$$I_{\text{ГР}\gamma} = \sqrt{\sum_{i=2}^n I_{\gamma i}^2}. \quad (7.74)$$

Однофазные установки контактной электросварки, снабженные тиристорными контакторами с фазовым управлением ключей (параллельно-встречное включение тиристорov), генерируют высшие гармоники [Жеженко-84, СпрФёд-86]:

– для однотоочечных машин

$$I_{\gamma} = \frac{S_{\text{ПАСП}} \cdot K_3 \cdot K_{\gamma}}{U_{\text{СТ}} \cdot \gamma^2}; \quad (7.75)$$

– для многотоочечных машин

$$I_{\gamma} = \frac{1}{m} \sum_{i=2}^m \frac{S_{\text{ПАСП}i} \cdot n \cdot K_3 \cdot K_{\gamma}}{U_{\text{СТ}} \cdot \gamma^2}, \quad (7.76)$$

где n и m – число трансформаторов в одной группе и число групп; K_γ – коэффициенты гармоник, для $\gamma = 1, 3, 5, 7$ принимают соответственно $K_1 = 0,97$, $K_3 = 2,0$, $K_5 = 2,3$, $K_7 = 1,4$.

Современные сварочные цехи имеют большое разнообразие сварочных машин и установок. Среднестатистические значения коэффициентов загрузки $K_{з.ст}$ и продолжительности включения $ПВ_{ст}$, приведенные в табл. 7.1, позволяют производить расчеты [Вагин].

Таблица 7.1

Вид машин	$K_{з.ст}$, о.е.	$ПВ_{ст}$, %
Одноточечные стационарные (при нерегулируемых тиристорных контакторах)	0,8–1,0	3–5
Одноточечные стационарные (при регулируемых тиристорных контакторах)	0,5–0,8	3–5
Одноточечные подвесные	1,1–2	3–5
Рельефные машины	0,7–0,8	7–10
Шовные машины	0,7–0,8	50–60
Многоточечные машины	0,9–2,3	0,5–2,0
Стыковые сварочные машины (сварка сопротивлением)	0,3–0,75	30–50
Стыковые сварочные машины (сварка непрерывным оплавлением):		
– оплавление	0,23–0,45	30–45
– осадка	0,8–1,1	3–5
Стыковые сварочные машины (сварка оплавлением с подогревом):		
– подогрев	0,7–0,9	5–15
– оплавление	0,03–0,15	8–20
– осадка	0,8–1,1	3–5
Дуговые автоматы	0,37–0,9	85–95
Аппараты дуговой сварки	0,3–0,6	40–55

6. Эквивалентные токи гармоник дуговых и люминесцентных ламп находят арифметическим суммированием гармоник отдельных источников [Жежеленко-81]

$$I_{\gamma\Sigma} = \sum_{i=2}^n I_{\gamma i}. \quad (7.77)$$

Токи 3 и 5-й гармоник определяют по выражениям

$$I_3 = 0,1 \cdot I_1; \quad I_5 = 0,031 \cdot I_1, \quad (7.78)$$

где I_1 – первая гармоника тока, потребляемого лампой [Овчаренко-89].

7.9.3. Расчёт напряжений и токов высших гармоник в электрических сетях

Для проведения расчета необходимы следующие исходные данные: расчётную схему электрической сети; параметры всех элементов сети; параметры нагрузок, получающих питание от данной сети; значение – мощности КЗ питающей сети [Жежеленко-84].

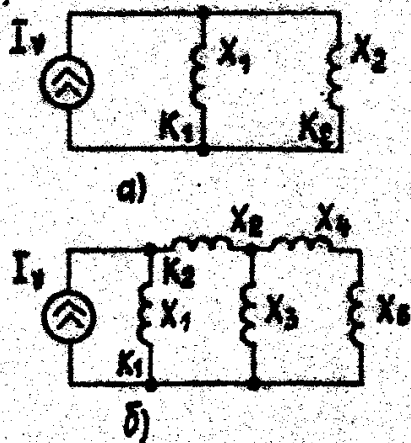


Рис. 7.12. Расчётная схема замещения

Составляют однофазную схему замещения электрической сети, для которой определяют сопротивления элементов сети токам высших гармоник и параметры источников тока гармоник (рис. 7.12). Производят последовательное свертывание схемы замещения в направлении источников тока. После этого определяют токи гармоник в ветвях схемы. Например, ток γ -й гармоники в q -й ветви, обусловленный источником тока $I_{\gamma q}$, определяют, как

$$I_{\gamma q} = K_{\gamma q} \cdot I_{\gamma}, \quad (7.79)$$

где $K_{\gamma q}$ – коэффициент распределения токов γ -й гармоники между q -й ветвью и остальными ветвями схемы замещения.

Например, для схемы (рис. 7.12, а) коэффициенты распределения будут равны

$$K_1 = \frac{X_2}{X_1 + X_2}; \quad K_2 = \frac{X_1}{X_1 + X_2}. \quad (7.80)$$

Для схемы, приведенной на рис. 7.12, б, распределение токов в ветвях 3, 4, 5 можно произвести после определения тока в ветви 2. Коэффициенты распределения для 1 и 2-й ветвей определяют по выражениям

$$K_1 = \frac{X_2 + X_{\Sigma}}{X_1 + X_2 + X_{\Sigma}}; \quad K_2 = \frac{X_1}{X_1 + X_2 + X_{\Sigma}} \quad X_{\Sigma} = \frac{X_3 (X_4 + X_5)}{X_3 + X_4 + X_5}. \quad (7.81)$$

Расчёт напряжения высших гармоник в ветвях электрической сети производится по формуле

$$U_{\gamma q} = I_{\gamma q} \cdot X_{\gamma q2}, \quad (7.82)$$

где $U_{\gamma q}$ – напряжение γ -й гармоники на зажимах q -й ветви; $I_{\gamma q}$ – ток γ -й гармоники в q -й ветви; $X_{\gamma q}$ – индуктивное сопротивление ветви на частоте этой гармоники.

Полученные расчетные значения токов $I_{\gamma q}$ и напряжений $U_{\gamma q}$ высших гармоник в дальнейшем используют для оценки величины коэффициента несинусоидальности, а также оценки воздействия высших гармоник на электрическую сеть.

7.9.4. Примеры расчетов токов и напряжений высших гармоник

Пример 7.1. Проведем расчет токов и напряжений высших гармоник на сборных шинах напряжением 10 кВ промышленного предприятия (рис. 7.13, а). Предприятие питается от энергосистемы через понижающий трансформатор Т1 ($S_{Т.ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{К. \%} = 10,5 \%$). Мощность короткого замыкания системы на напряжении 110 кВ равно 4000 МВ·А. Трансформатор Т1 соединен со сборными тинами через токоограничивающий реактор ($I_{р.ном} = 1500 \text{ А}$; $X_{р. \%} = 8\%$). К сборным шинам напряжением 10 кВ подстанции подключены 7 цеховых ТП ($S_{Т.ном} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{К. \%} = 5,5 \%$), 2 синхронных двигателя ($P_{сд.ном} = 500 \text{ кВт}$; $Q_{сд.ном} = 264 \text{ квар}$; $X_d'' = 0,24$) и тиристорный преобразователь частоты ТПЧ ($U_d = 600 \text{ В}$; $I_d = 1550 \text{ А}$; $\cos \phi = 0,95$). Расчетная активная нагрузка $P_p = 9,2 \text{ МВт}$, реактивная $Q_p = 3 \text{ Мвар}$. Для компенсации реактивной мощности дополнительно подключена конденсаторная батарея $Q_k = 5,2 \text{ Мвар}$.

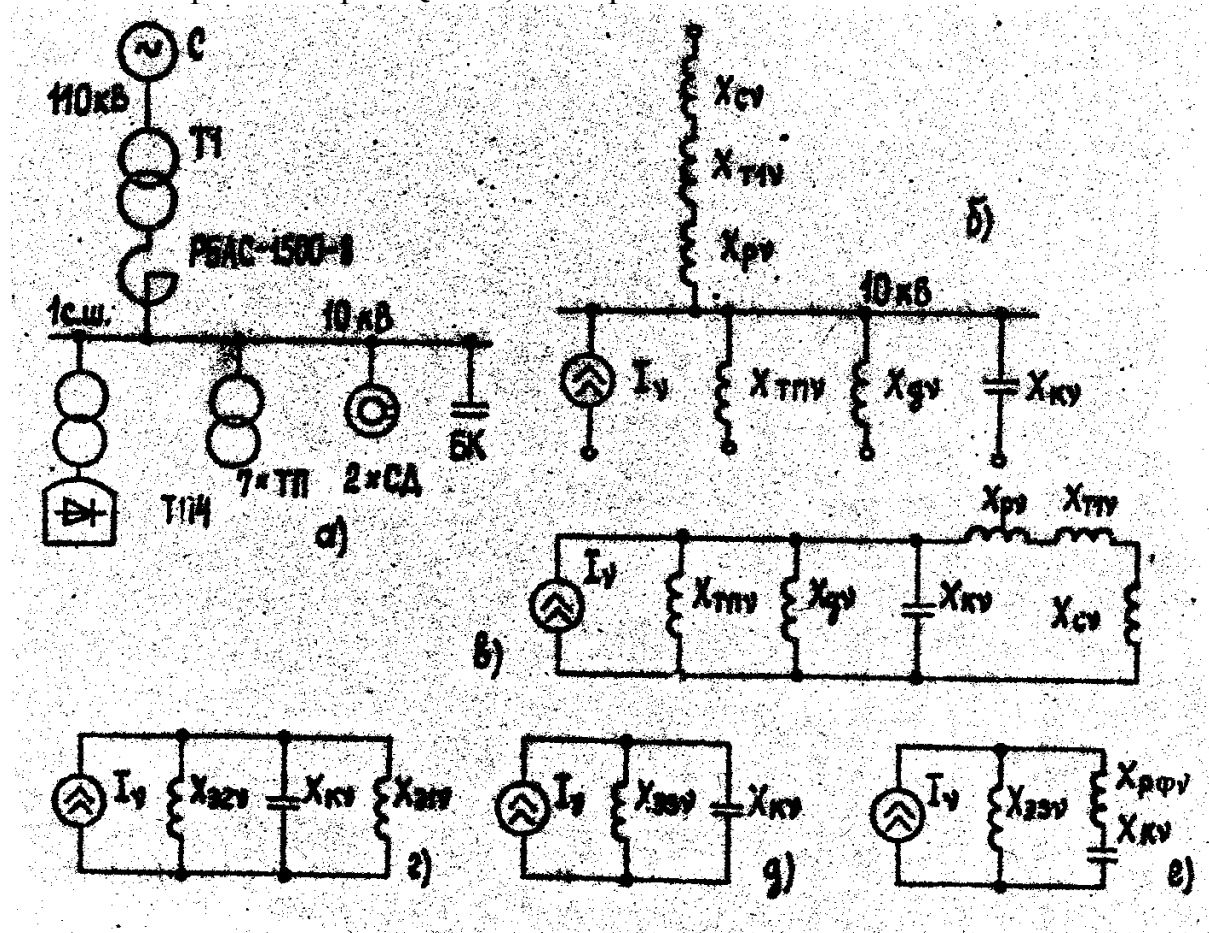


Рис. 7.13. Преобразование схем замещения при расчётах токов и напряжений высших гармоник

На рис. 7.13, б показана схема замещения, которую преобразуют путем объединения концов всех нагрузочных ветвей, ветвей питающей энергосистемы и вентильных преобразователей. Затем производят свертывание

схемы относительно секций сборных шин напряжением 10 кВ, для которых должен быть проведен расчёт напряжений и токов высших гармоник (рис. 7.13, в, г, д). При расчетах использованы положения, изложенные в разделе 7.9.3. Поскольку стоит задача определения уровней напряжений на сборных шинах напряжением 10 кВ подстанции, то при расчёте сопротивлений схемы замещения за базисное напряжение примем $U_{СТ} = 10$ кВ.

Рассчитываем сопротивления элементов схемы замещения γ -й гармоники.

Энергосистема

$$X_{C\gamma} = \frac{0,65 \cdot U_{СТ}^2 \cdot \gamma}{S_{КЗ}} = \frac{0,65 \cdot (10 \cdot 10^3)^2 \cdot \gamma}{4000 \cdot 10^6} = 0,016 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Трансформатор ГПП

$$X_{T\gamma} = \frac{U_{К.\%} \cdot U_{СТ}^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}} \cdot K_x \cdot \gamma = \frac{10,5 \cdot (10 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,88}{100 \cdot 16 \cdot 10^6} \cdot \gamma = 0,58 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Реактор

$$X_{P\gamma} = \frac{X_{P.\%} \cdot U_{СТ}^2}{100 \cdot I_{P.НОМ} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{P.НОМ}} \cdot \gamma = \frac{8 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} \cdot \gamma = 0,31 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Трансформаторы цеховых ТП

$$X_{T\gamma} = \frac{U_{К.\%} \cdot U_{СТ}^2}{100 \cdot n \cdot S_{Т.НОМ}} \cdot \gamma = \frac{5,5 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 7 \cdot 1000 \cdot 10^3} \cdot \gamma = 0,785 \cdot \gamma \text{ Ом,}$$

где n – число трансформаторов, подключенных к одному сборным шином.

Синхронные двигатели

$$X_{CD\gamma} = X_d'' \cdot \frac{U_{СТ}^2}{n \cdot S_{CD.НОМ}} \cdot \gamma = 0,24 \cdot \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \sqrt{500^2 + 264^2}} \cdot \gamma = 15,07 \cdot \gamma \text{ Ом,}$$

где n – число синхронных двигателей, подключенных к одним сборным шином.

Конденсаторная батарея

$$X_{K\gamma} = -\frac{U_{СТ}^2}{Q_K \cdot \gamma} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{5,2 \cdot 10^6 \cdot \gamma} = -\frac{19,23}{\gamma} \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление системы, трансформатора ГПП, реактора

$$X_{Э1\gamma} = X_{C\gamma} + X_{T\gamma} + X_{P\gamma} = 0,016 \cdot \gamma + 0,58 \cdot \gamma + 0,31 \cdot \gamma = 0,906 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление трансформаторов ТП и СД

$$X_{\Theta 2\gamma} = \frac{X_{\text{ТП}\gamma} \cdot X_{\text{СД}\gamma}}{X_{\text{ТП}\gamma} + X_{\text{СД}\gamma}} = \frac{0,785 \cdot 15,07 \cdot \gamma^2}{0,785 \cdot \gamma + 15,07 \cdot \gamma} = 0,746 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление всей схемы

$$X_{\Theta 3\gamma} = \frac{X_{\Theta 1\gamma} \cdot X_{\Theta 2\gamma}}{X_{\Theta 1\gamma} + X_{\Theta 2\gamma}} = \frac{0,906 \cdot 0,746 \cdot \gamma^2}{0,906 \cdot \gamma + 0,746 \cdot \gamma} = 0,41 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Величины гармоник тока, генерируемых одним тиристорным преобразователем частоты,

$$I_{\gamma} = \frac{I_1}{1,11 \cdot (\gamma \pm 1)}; \quad I_1 = \frac{0,9 \cdot U_d \cdot I_d}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_1 = \frac{0,9 \cdot 800 \cdot 1550}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 67,9 \text{ А};$$

$$I_5 = \frac{67,9}{1,11 \cdot (5+1)} = 10,19 \text{ А}; \quad I_7 = \frac{67,9}{1,11 \cdot (7-1)} = 10,19 \text{ А};$$

$$I_{11} = \frac{67,9}{1,11 \cdot (11-1)} = 6,12 \text{ А}; \quad I_{13} = \frac{67,9}{1,11 \cdot (13+1)} = 4,37 \text{ А.}$$

Коэффициент (доля) распределения токов гармоник, протекающих по конденсаторной батарее (рис. 7.13, д),

$$K_{K\gamma} = \frac{X_{\Theta 2\gamma}}{X_{\Theta 3\gamma} + X_{K\gamma}} = \frac{0,41 \cdot \gamma}{0,41 \cdot \gamma - \frac{19,23}{\gamma}}.$$

Токи гармоник, протекающие по конденсаторной батарее,

$$I_{K\gamma} = K_{K\gamma} \cdot I_{\gamma}; \quad I_5 = \frac{0,41 \cdot 5 \cdot 10,19}{0,41 \cdot 5 - \frac{19,23}{5}} = -11,63 \text{ А};$$

$$I_7 = 238 \text{ А}; \quad I_{11} = 9,99 \text{ А}; \quad I_{13} = 6,05 \text{ А.}$$

Номинальный ток 1-й гармоники конденсаторной батареи

$$I_1 = I_{\text{К.НОМ}} = \frac{Q_{\text{К}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{5200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^4} = 300 \text{ А.}$$

Полный ток конденсаторной батарей с учётом высших гармоник

$$I_{\text{КС}} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{\gamma=5}^{13} I_{\gamma}^2} = \sqrt{300^2 + 11,63^2 + 238^2 + 9,99^2 + 6,05^2} =$$

$$= 383 \text{ А} < I_{\text{К.ДОП}} = 130 \% I_{\text{К.НОМ}} = 1,3 \cdot 300 = 390 \text{ А.}$$

Определим напряжения высших гармоник на сборных шинах напряжением 10 кВ подстанции

$$U_{\gamma} = I_{K\gamma} \cdot X_{K\gamma}; \quad U_5 = (-11,63) \cdot \left(-\frac{19,23}{5} \right) = 44,72 \text{ В};$$

$$U_7 = -653,8 \text{ В}; \quad U_{11} = -17,46 \text{ В}; \quad U_{13} = -8,95 \text{ В}.$$

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения

$$K_{\text{н.с.у}} = \frac{100 \cdot \sqrt{\sum_{\gamma=5}^{13} U_{\gamma}^2}}{U_{\text{ф.ном}}} = \frac{100 \sqrt{44,72^2 + 653,8^2 + 1,46^2 + 8,95^2}}{10000 / \sqrt{3}} =$$

$$= 11,74 \% > K_{\text{н.с.у.доп}} = 4 \%.$$

Таким образом, токовая нагрузка конденсаторной батареи близка к предельно допустимой, а коэффициент несинусоидальности на сборных шинах напряжением 10 кВ превышает допустимое значение почти в 3 раза. При этом следует отметить, что резонансная гармоника схемы (рис. 7.13, д) равна

$$\gamma_P = \sqrt{\frac{X_K}{X_{\Sigma}}} = \sqrt{\frac{19,23}{0,41}} = 6,85$$

и близка к 7-й гармонике сети. Поэтому к сборным шинам целесообразно подключить силовой резонансный фильтр 5-й гармоники. Мощность конденсаторной батареи СРФ из условия компенсации реактивной мощности примем равной 5,2 Мвар (вместо конденсаторной батареи). Тогда сопротивление фазы реакторов СРФ должно быть равно

$$X_{\text{р.ф}} = \frac{X_K}{\gamma_P^2} = \frac{19,23}{5^2} = 0,769 \text{ Ом}.$$

Схема замещения с учетом СРФ представлена на рис. 7.13, е. Определим коэффициент распределения токов гармоник, протекающих через СРФ,

$$K_{\Phi\gamma} = \frac{X_{\Sigma\gamma}}{X_{\Sigma\gamma} + (X_{\text{р.ф}\gamma} + X_{\text{к.ф}\gamma})} = \frac{0,41 \cdot \gamma}{0,41 \cdot \gamma + 0,769 \cdot \gamma - \frac{19,23}{\gamma}}.$$

Токи высших гармоник, протекающих по СФР,

$$I_{\Phi\gamma} = K_{\Phi\gamma} \cdot I_{\gamma}; \quad I_5 = \frac{0,41 \cdot 5 \cdot 10,19}{0,41 \cdot 5 + 0,769 \cdot 5 - \frac{19,23}{5}} = 10,19 \text{ А};$$

$$I_7 = 5,31 \text{ А}; \quad I_{11} = 2,46 \text{ А}; \quad I_{13} = 1,52 \text{ А}.$$

Полный ток, протекающий через СРФ, в частности, через его конденсаторную батарею станет равным

$$I_{\text{КС}} = \sqrt{300^2 + 10,19^2 + 5,31^2 + 2,46^2 + 1,52^2} = 300,23 \text{ А} < I_{\text{КС.ДОП}} = 130 \% I_{\text{КС.НОМ}} = 390 \text{ А}.$$

Расчёт показывает, что использование в схеме СРФ существенно улучшает токовую нагрузку конденсаторной батареи.

Напряжения высших гармоник на сборных шинах напряжением 10 кВ подстанции и на СРФ

$$U_{\gamma} = I_{\Phi\gamma} \cdot (X_{\text{Р.}\Phi\gamma} + X_{\text{К.}\Phi\gamma}); \quad U_5 = 10,19 \cdot \left(0,769 \cdot 5 - \frac{19,23}{5} \right) = 0 \text{ В};$$

$$U_7 = 28,6 \text{ В}; \quad U_{11} = 16,51 \text{ В}; \quad U_{13} = 12,95 \text{ В}.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения после установки СРФ

$$K_{\text{Н.С.У}} = \frac{100 \sqrt{0^2 + 28,6^2 + 16,51^2 + 12,95^2}}{10000 / \sqrt{3}} = 0,61 \% < K_{\text{Н.С.У.ДОП}} = 4 \%.$$

Таким образом, после установки СРФ уровень высших гармоник стал ниже допустимого предела.

Примечание. Методика расчета напряжений и токов высших гармоник в СЭС, использованная в данном примере, является общей и позволяет принципиально рассчитывать электрические схемы любой конфигурации.

Пример 7.2. Рассмотрим изменение уровней напряжений и токов высших гармоник на сборных шинах напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (рис. 7.14, а), от которых питается вентильный преобразователь переменного тока в постоянный для трех случаев:

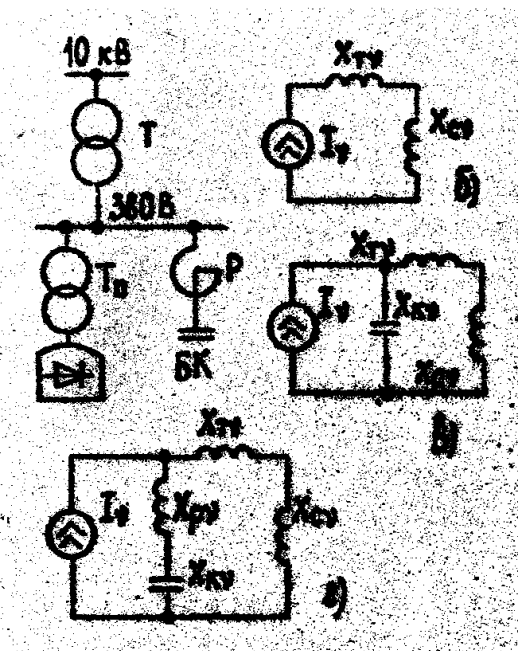


Рис. 7.14. Преобразование схем замещения при расчётах токов и напряжений высших гармоник

1. При отсутствии конденсаторной батареи БК.

2. Для компенсации реактивной мощности к сборным шинам подключена конденсаторная батарея БК.

3. Для защиты батареи от токов высших гармоник установлен защитный реактор Р. Преобразователь имеет мостовую шестиимпульсную схему выпрямления и генерирует гармоники следующего порядка $\gamma = 5, 7, 11, 13$ и т. д. Данные преобразователя: $S_{\text{П}} = 300 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $\cos \varphi = 0,82$. Цеховой понижающий трансформатор Т имеет номинальную мощность $S_{\text{Т.НОМ}} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и напряжение КЗ $U_{\text{КЗ.}\%} = 4,5 \%$. Мощность КЗ на сборных шинах напряжением 10 кВ составляет $S_{\text{КЗ}} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Эквивалентная однофазная схема замещения для 1-го случая приведена на рис. 7.14, б. Вентильный преобразователь замещен источником тока бесконечной мощности I_γ с таким же спектром высших гармоник, что и у реального преобразователя. Сопротивления электрической сети до трансформатора Т и самого трансформатора, приведенные к ступени напряжения 380 В, равны

$$X_{C\gamma} = \frac{U_{CT}^2 \cdot \gamma}{S_{K3}} = \frac{380^2 \cdot \gamma}{200 \cdot 10^6} = 0,00072 \cdot \gamma \text{ Ом};$$

$$X_{T\gamma} = \frac{U_{K\%} \cdot U_{CT}^2}{100 \cdot S_{T.HOM}} \cdot \gamma = \frac{4,5 \cdot 380^2}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} \cdot \gamma = 0,0162 \cdot \gamma \text{ Ом}.$$

Проведём расчёт токов высших гармоник преобразователя (рассмотрим только 5, 7, 11 и 13-ю гармоники)

$$I_\gamma = \frac{I_1}{\gamma}; \quad I_1 = \frac{S_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT}} = \frac{300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380};$$

$$I_5 = 91,2 \text{ А}; \quad I_7 = 65,1 \text{ А}; \quad I_{11} = 41,5 \text{ А}; \quad I_{13} = 35 \text{ А}.$$

Фазные напряжения высших гармоник на сборных шинах напряжением 380 В

$$U_\gamma = I_\gamma \cdot X_{\Sigma\gamma} = I_\gamma \cdot (X_{C\gamma} + X_{T\gamma});$$

$$U_5 = 91,5 \cdot (0,00072 + 0,0162) \cdot 5 = 7,74 \text{ В};$$

$$U_7 = 7,74 \text{ В}; \quad U_{11} = 7,74 \text{ В}; \quad U_{13} = 7,74 \text{ В}.$$

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения

$$K_{H.C.U} = \frac{100 \cdot \sqrt{\sum_{\gamma=5}^{13} U_\gamma^2}}{U_{\Phi.HOM}} = \frac{100 \sqrt{7,74^2 + 7,74^2 + 7,74^2 + 7,74^2}}{220} =$$

$$= 7,04 \% > K_{H.C.U.доп} = 5 \ \%.$$

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой преобразователем, к сборным шинам может быть подключена конденсаторная батарея (вариант 2, рис. 7.14, в). Реактивная мощность преобразователя составляет

$$Q_{\Pi} = S_{\Pi} \cdot \sin\varphi = 300 \cdot 0,57 = 171 \text{ квар}.$$

Принимаем к установке конденсаторную батарею мощностью $Q_K = 150$ квар. Ее реактивное сопротивление равно

$$X_{K\gamma} = -\frac{U_{CT}^2}{Q_K \cdot \gamma} = -\frac{380^2}{150 \cdot 10^3 \cdot \gamma} = -\frac{0,963}{\gamma} \text{ Ом}.$$

Токи источника высших гармоник (преобразователя) остаются без изменения, а изменяются их фазные напряжения на сборных шинах подстанции

$$U_{\gamma} = \frac{I_{\gamma}}{\frac{1}{X_{C\gamma} + X_{T\gamma}} + \frac{1}{X_{K\gamma}}} = \frac{91,2}{\frac{1}{(0,00072 + 0,0162) \cdot 5} - \frac{5}{0,963}} = 13,76 \text{ В};$$

$$U_7 = 55,6 \text{ В}; \quad U_{11} = 6,86 \text{ В}; \quad U_{13} = -3,91 \text{ В}.$$

Из данных расчета видно, что напряжение 7-й гармоник сопоставимо с напряжением основной частоты, т. е. схема работает в режиме, близком к резонансному ($\gamma_P = 7,54$). Коэффициент несинусоидальности напряжения для 2-го варианта будет равен

$$K_{H.C.U} = \frac{100\sqrt{13,76^2 + 55,6^2 + 6,86^2 + 3,91^2}}{220} = 26,28 \% > K_{H.C.U.доп} = 5 \%.$$

Определяем токи высших гармоник, протекающие через конденсаторную батарею,

$$I_{K\gamma} = \frac{U_{K\gamma}}{X_{K\gamma}}; \quad I_5 = \frac{13,76 \cdot 5}{-0,963} = -71,44 \text{ А};$$

$$I_7 = -404,1 \text{ А}; \quad I_{11} = 78,36 \text{ А}; \quad I_{13} = 52,78 \text{ А}.$$

Номинальный ток первой гармоники конденсаторной батареи

$$I_1 = I_{K.HOM} = \frac{Q_K}{\sqrt{3}U_{HOM}} = \frac{150000}{\sqrt{3} \cdot 380} = 228,2 \text{ А}.$$

Полный ток конденсаторной батареи с учётом высших гармоник

$$I_{K\Sigma} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{\gamma=5}^{13} I_{\gamma}^2} = \sqrt{228,2^2 + 71,44^2 + 404,1^2 + 78,36^2 + 52,78^2} = 478,96 \text{ А};$$

$$I_{K\Sigma\%} = \frac{100 \cdot I_{K\Sigma}}{I_1} = \frac{100 \cdot 478,96}{228,2} = 210 \% > I_{K.доп} = 130 \% I_{K.HOM}.$$

Таким образом, действующее значение полного тока конденсаторной батареи превышает как ее номинальный ток (более чем в 2 раза), так её и допустимый ток. Это может привести к отказу батареи. Для её защиты и отстройки от резонансов используют, последовательное включение защитного реактора или подключение к сети силовых резонансных фильтров.

Рассмотрим вариант с защитным реактором, включаемым последовательно с конденсаторной батареей. Сопротивление реактора рассчитывают из условия создания резонансной LC-цепи на гармонике меньше наименьшей гармоники, генерируемой вентильным преобразователем (см, п. 7.6.1, формула 7.38). В примере рассматривается $\gamma_{мин} = 5$. Следовательно

$$X_P \geq \frac{1,1 \cdot X_K}{\gamma_{мин}^2} = \frac{1,1 \cdot 0,963}{5^2} = 0,0423 \text{ Ом}.$$

Примем $X_p = 0,045$ Ом. Новая эквивалентная схема замещения с защитным реактором примет вид, показанный на рис. 7.14, г. Фазные напряжения высших гармоник на сборных шинах напряжением 380 В (на конденсаторной батарее с защитным реактором)

$$U_\gamma = \frac{I_\gamma}{\frac{1}{X_{C\gamma} + X_{T\gamma}} + \frac{1}{X_{P\gamma} + X_{K\gamma}}} =$$

$$= \frac{91,2}{\frac{1}{(0,00072 + 0,0162) \cdot 5} + \frac{1}{0,045 \cdot 5 - \frac{5}{0,963}}} = 2,14 \text{ В};$$

$$U_7 = 4,62 \text{ В}; \quad U_{11} = 5,3 \text{ В}; \quad U_{13} = 5,38 \text{ В}.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения и действующие напряжения, %, на сборных шинах для 3-го варианта будут

$$K_{\text{н.с.у}} = \frac{100 \sqrt{2,14^2 + 4,62^2 + 5,3^2 + 5,38^2}}{220} = 4,54 \% < K_{\text{н.с.у.доп}} = 5 \%.$$

$$U_\% = \frac{100 \sqrt{U_1^2 + \sum_{\gamma=5}^{13} U_\gamma^2}}{U_\phi} =$$

$$= \frac{100 \sqrt{220^2 + 2,14^2 + 4,62^2 + 5,3^2 + 5,38^2}}{220} = 100,1 \% < U_{\text{доп}} = 110 \% U_{\text{ном}}.$$

Токи высших гармоник в конденсаторной батарее при защите её защитным реактором

$$I_{K\gamma} = \frac{U_{K\gamma}}{X_{P\gamma} + X_{K\gamma}}; \quad I_5 = \frac{2,14}{0,045 \cdot 5 - \frac{0,963}{5}} = 66,05 \text{ А};$$

$$I_7 = 26,1 \text{ А}; \quad I_{11} = 13,02 \text{ А}; \quad I_{13} = 10,52 \text{ А}.$$

Действующее значение полного тока через конденсаторную батарею уменьшится до

$$I_{\text{к.с.}\%} = 100 \frac{\sqrt{I_1^2 + \sum_{\gamma=5}^{13} I_\gamma^2}}{I_1} =$$

$$= 100 \frac{\sqrt{228,2^2 + 55,05^2 + 26,1^2 + 13,02^2 + 10,52^2}}{228,2} = 104,2 \text{ А} < 130 \% I_{\text{к.ном}}.$$

Проведённый анализ трёх режимов работы сборных шин цеховой трансформаторной подстанции позволяет сделать следующие выводы:

1. Подключение конденсаторной батареи без защитного реактора ведёт к значительному (в несколько раз) увеличению несинусоидальности напряжения.

2. Включение конденсаторной батареи без защитного реактора недопустимо из-за её перегрузки токами высших гармоник.

3. Включение защитного реактора последовательно с конденсаторной батареей принципиально улучшает качество ЭЭ на сборных шинах напряжением 380 В, обеспечивая нормальную работу как для конденсаторной батареи, так и других электроприёмников.

Пример 7.3. Рассчитать СРФ для подстанции напряжением 10 кВ цеха электролиза с преобразователями переменного тока в постоянный. Исходные данные: $S_{КЗ} = 330 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{П} = 26 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; число фаз 12; $U_{Ш} = 10,5 \text{ кВ}$; дефицит реактивной мощности $Q_{Д} = 4500 \text{ квар}$. Расчёт параметров СРФ проведён с учётом методики, изложенной в разделе 7.6.

Сопротивление системы на сборных шинах 10 кВ

$$X_{C\gamma} = \frac{0,65 \cdot U_{СТ}^2 \cdot \gamma}{S_{КЗ}} = \frac{0,65 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2 \cdot \gamma}{330 \cdot 10^6} = 0,217 \cdot \gamma \text{ Ом.}$$

Токи высших гармоник вентильных преобразователей

$$I_{\gamma} = \frac{S_{П}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot \gamma}; \quad I_{11} = \frac{26 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 11} = 130,1 \text{ А};$$

$$I_{13} = 110,1 \text{ А}; \quad I_{23} = 62,2 \text{ А}; \quad I_{25} = 57,2 \text{ А.}$$

Фазные напряжения высших гармоник на сборных шинах

$$U_{\gamma} = I_{\gamma} \cdot X_{C\gamma}; \quad U_{11} = 130,1 \cdot 0,217 \cdot 11 = 310,55 \text{ В};$$

$$U_{13} = 310,55 \text{ В}; \quad U_{23} = 310,55 \text{ В}; \quad U_{25} = 310,55 \text{ В.}$$

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения

$$K_{Н.С.У} = \frac{100 \sqrt{4 \cdot 310,55^2}}{10500 / \sqrt{3}} = 10,23 \% > K_{Н.С.У.Доп} = 4 \%.$$

значительно превышает допустимое значение.

К установке примем один СРФ, настроенный на частоту 11-й гармоники. Мощность конденсаторной батареи фильтра примем равной дефициту реактивной мощности на шинах

$$Q_{К.Ф} = Q_{Д} = 4500 \text{ квар}; \quad K_{р} = \frac{Q_{К.Ф}}{S_{КЗ}} = \frac{4500 \cdot 10^3}{330 \cdot 10^6} = 0,0138.$$

Схема соединения конденсаторов в СРФ – звезда.

Определим долю тока 11, 13, 23 и 25-й гармоник, протекающих через СРФ,

$$\sigma_{\gamma q} = \frac{1}{\frac{1}{K_P \cdot \gamma_P^2} \left(1 - \left(\frac{\gamma_P}{\gamma_q} \right)^2 \right) + 1}; \quad \sigma_{11} = 1;$$

$$\sigma_{13} = \frac{1}{\frac{1}{0,0136 \cdot 11^2} \left(1 - \left(\frac{11}{13} \right)^2 \right) + 1} = 0,853;$$

$$\sigma_{23} = \frac{1}{\frac{1}{0,0136 \cdot 11^2} \left(1 - \left(\frac{11}{23} \right)^2 \right) + 1} = 0,681;$$

$$\sigma_{25} = \frac{1}{\frac{1}{0,0136 \cdot 11^2} \left(1 - \left(\frac{11}{25} \right)^2 \right) + 1} = 0,671.$$

Ток гармоник в цепи конденсаторной батареи

$$I_{\gamma\Sigma} = \sqrt{\sum_{\gamma=11}^{25} (I_{\gamma q} \cdot \sigma_{\gamma q})^2} =$$

$$= \sqrt{(130,1 \cdot 1)^2 + (110,1 \cdot 0,853)^2 + (62,2 \cdot 0,681)^2 + (57,2 \cdot 0,671)^2} = 170,3 \text{ А.}$$

Мощность конденсаторной батареи всего СРФ

$$Q'_{K.\Phi} = 1,2 \cdot K_C \cdot U_\Phi \cdot I_{\gamma q} = 1,2 \cdot 3 \cdot 6300 \cdot 170,3 = 3862 \text{ квар} \leq 4500 \text{ квар},$$

что подтверждает допустимость установленной мощности батареи, составляющей $Q_p = 4500$ квар.

Проверим конденсаторную батарею на отсутствие перегрузки по мощности и превышение напряжения с помощью неравенства

$$\frac{U_{III}}{K_C \cdot U_\Phi} \cdot \frac{\gamma_P^2}{\gamma_P^2 - 1} \leq 1; \quad \frac{10500}{3 \cdot 6300} \cdot \frac{11^2}{11^2 - 1} = 0,56 \leq 1,$$

что подтверждает правильность выбора по указанным параметрам.

Сопротивление конденсатора и реактора одной фазы СРФ равны (рис. 7.15)

$$X_{K.\Phi} = -\frac{U_{CT}^2}{Q_{K.\Phi}} = -\frac{10500^2}{4500 \cdot 10^3} = -24,5 \text{ Ом};$$

$$X_{P.\Phi} = \frac{|X_{K.\Phi}|}{\gamma_P^2} = \frac{24,5}{11^2} = 0,202 \text{ Ом}.$$

Напряжения высших гармоник после установки СРФ составят

$$U_{\gamma} = I_{\gamma} \cdot \sigma_{\gamma q} \cdot (X_{P.\Phi\gamma} + X_{K.\Phi\gamma});$$

$$U_{11} = 130,1 \cdot 1 \cdot \left(0,202 \cdot 11 - \frac{24,5}{11} \right) = 0 \text{ В};$$

$$U_{13} = 110,1 \cdot 0,853 \cdot \left(0,202 \cdot 13 - \frac{24,5}{13} \right) = 69,62 \text{ В};$$

$$U_{23} = 151,6 \text{ В}; \quad U_{25} = 156,2 \text{ В}.$$

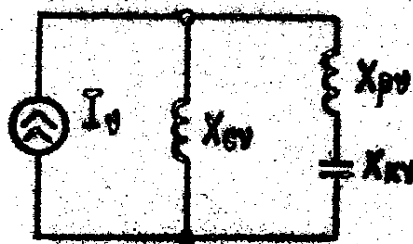


Рис. 7.15. Схема замещения сети с СРФ

Коэффициент несинусоидальности напряжения на сборных шинах напряжением 10,5 кВ после установки СРФ

$$K_{H.C.U} = \frac{100 \sqrt{0^2 + 69,62^2 + 151,6^2 + 156,2^2}}{10500 / \sqrt{3}} = 3,76 \% < K_{H.C.U.доп} = 4 \%.$$

Таким образом, установка одного СРФ на 11-ю гармонику в данной схеме позволила снизить коэффициент несинусоидальности напряжения до допустимого значения. Если бы этого не удалось достичь, то следовало бы рассмотреть дополнительную установку СРФ на 13-ю гармонику, а может быть и СРФ на 23 и 25-ю гармоники.

Примечание. Приведенная методика расчета СРФ применима только для схемы сети, от которой питаются только источники высших гармоник и нет других электроприемников (трансформаторы, двигатели и пр.). Эти электроприемники не учтены в соотношениях для определения долей тока, протекающих через СРФ.

7.10. Расчет размахов колебаний напряжения

Для определения допустимости колебаний напряжений в расчётной точке сети исходными данными являются графики, резкопеременной нагрузки [Иванов, Жежеленко-86, Влияние-Смел]. Если колебания нагрузки различны по значению, то необходимо определить эквивалентное колебание напряжения. Размах эквивалентного колебания напряжения определяют по формуле, %,

$$\delta U_{t.ЭКВ} = \frac{100 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{\delta Q_i^2}{m}}}{S_{K3}}, \quad (7.83)$$

где δQ_i – значение i -го размаха реактивной мощности, определённое по графику; m – суммарное число размахов за время расчётного цикла.

Для проверки допустимости $\delta U_{\text{т.ЭКВ}}$ вычисляют среднюю частоту колебаний по формуле $F_{\text{ср}} = m/T$ (где T – время цикла работы нагрузки по графику изменения потребляемой реактивной мощности) и анализируют в соответствии с графиком, приведенным на рис. 7.16. Данным способом определяют одиночные или эквивалентные размахи колебаний напряжения для ЭП, имеющих характерные графики электрических нагрузок, например, для прокатных станов.

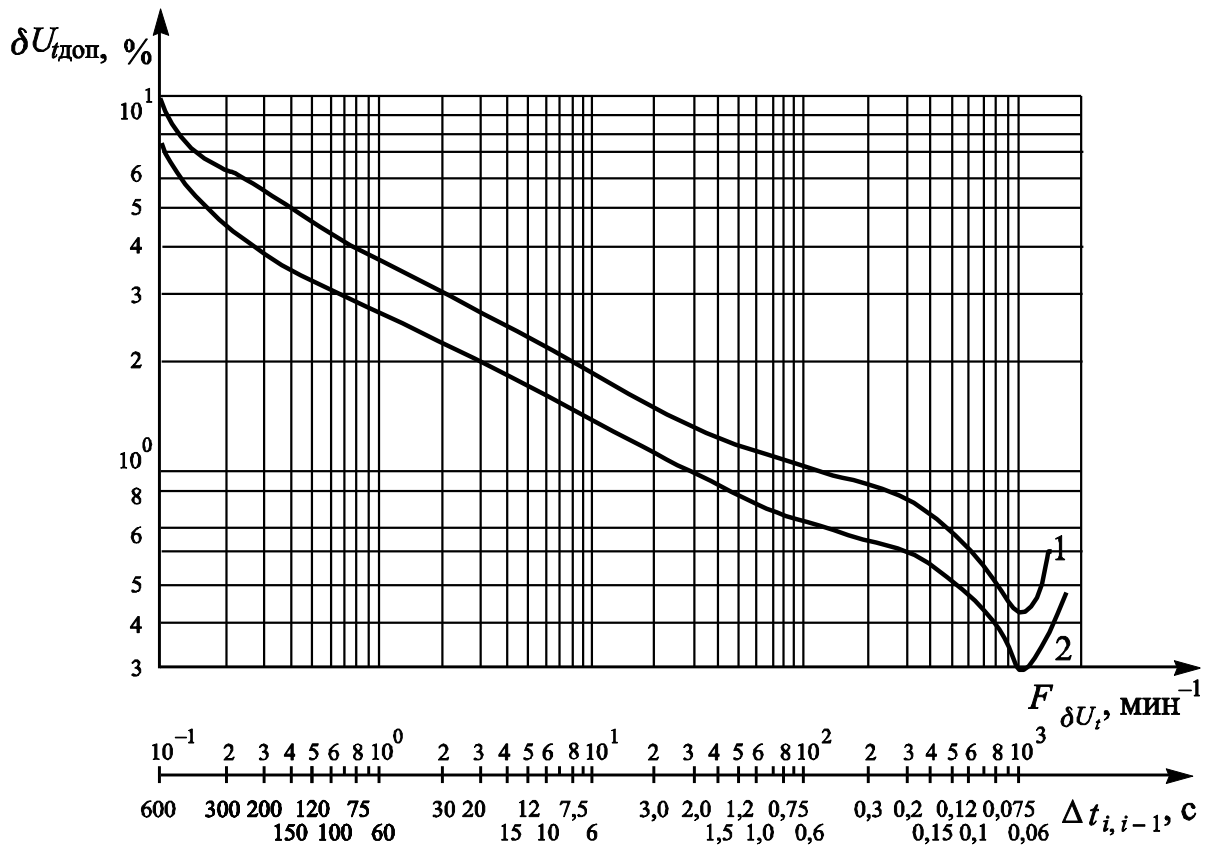


Рис. 7.16. Предельно допустимые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты их возникновения

Для ДСП при отсутствии графиков реактивной мощности рекомендуется определять размах эквивалентного колебания напряжения по следующим формулам [Влияние-Смел]:

– для группы одинаковых ДСП

$$\delta U_{\text{т.ЭКВ}} = \frac{100 \cdot S_{\text{ПТ.НОМ}} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_{\text{КЗ}}}; \quad (7.84)$$

– для группы печей разной мощности

$$\delta U_{t.ЭКВ} = \frac{100 \cdot S_{ПТ.МАКС} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{ПТ.i}}{S_{ПТ.МАКС}}}}{S_{КЗ}} \quad (7.85)$$

Размахи колебаний напряжения можно определить по известным колебаниям активной δP и реактивной δQ нагрузок и параметрам электрической сети [Влияние-Смел]

$$\delta U_t = \frac{\delta P \frac{R_C}{X_C} + \delta Q}{S_{КЗ}}, \quad (7.86)$$

где R_C и X_C – активное и реактивное сопротивления между источником питания (например, энергосистемой) и точкой подключения резкопеременной нагрузки.

Зная броски тока δI резкопеременной нагрузки, можно также определить размахи колебаний напряжения

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot \delta I \cdot (R_C \cdot \cos \varphi + X_C \cdot \sin \varphi), \quad (7.87)$$

где φ – угол сдвига между вектором тока $\delta \underline{I}$ и вектором напряжения $\underline{U}$ в общей точке.

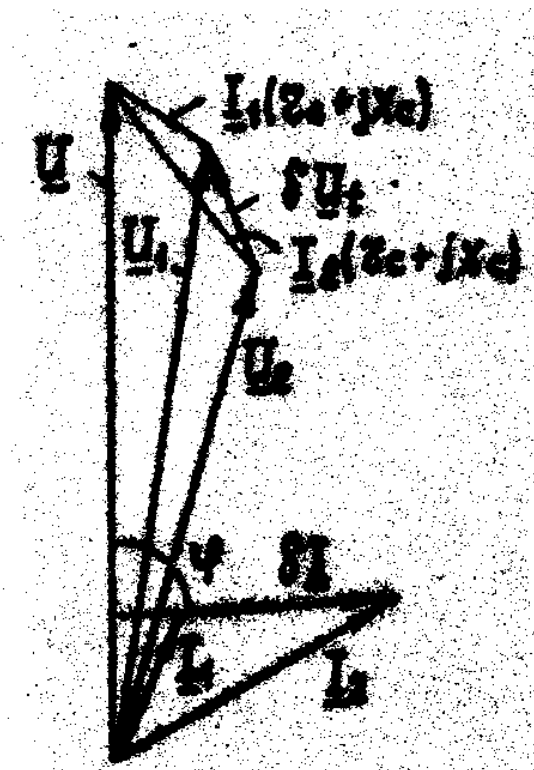


Рис. 7.17. Векторная диаграмма напряжений и токов

На рис. 7.17 показана векторная диаграмма напряжений в «общей точке» при изменении тока сети: $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ – первоначальный и изменившийся векторы токов; $\delta \underline{I}$ – приращение (колебания) тока; φ – угол сдвига между напряжением $\underline{U}$ и приращением тока $\delta \underline{I}$; $\underline{U}_1$ и $\underline{U}_2$ – напряжения при токах $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$; $\delta \underline{U}_t$ – изменение напряжения, обусловленное броском тока $\delta \underline{I}$.

Для оценки колебаний напряжения следует исходить из предельного вероятностного случая, при котором размах колебания тока ДСП равен номинальному току $I_{ПТ.НОМ}$ на стороне высшего напряжения

$$\delta I = I_{ПТ.НОМ} = \frac{S_{ПТ.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_C}. \quad (7.88)$$

Учитывая, что СЭС ПП большой и средней мощности имеют индуктивное сопротивление системы X_C почти на порядок больше активного R_C , а также, что $\varphi \approx 70-75^\circ$, можно принять

$$R_C \cdot \cos\varphi \ll X_C \cdot \sin\varphi; \quad \sin\varphi = 1. \quad (7.89)$$

Следовательно, выражение (7.87) можно упростить

$$\delta U_t = \sqrt{3} \cdot \delta I \cdot X_C \quad (7.90)$$

или в процентах значения размаха колебаний напряжения, %,

$$\delta U_{t,\%} = 100 \cdot \frac{\delta U_t}{U_{НОМ}} = 100 \cdot \frac{S_{ПТ.НОМ} \cdot X_C}{U_{НОМ}^2} = 100 \cdot \frac{S_{ПТ.НОМ}}{S_{КЗ}}. \quad (7.91)$$

При частоте колебаний напряжений, определяемой работой ДСП (0,1 Гц и более), размах допустимых колебаний напряжения в соответствии с графиком (рис. 7.16) составляет 1 %.

Для резкопеременных нагрузок, когда технико-экономическим анализом доказана нецелесообразность схемных решений, способных снизить до необходимого уровня влияние толчковой нагрузки, рекомендуется предусматривать устройства косвенного действия (СКУ) типа ТКРМ. Рассмотрим определение его основных параметров [Иванов, ВлияниеСмел].

При отсутствии графиков потребляемой мощности ДСП параметры СКУ рекомендуется определять:

1. Для группы одинаковых ДСП установленную мощность реактора и установленную мощность конденсаторных батарей или фильтров высших гармоник соответственно определяют, Мвар,

$$Q_P \geq S_{ПТ.НОМ} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{t,ДОП} \cdot S_{КЗ}}{100}; \quad (7.92)$$

$$Q_K \geq \left(S_{ПТ.НОМ} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{t,ДОП} \cdot S_{КЗ}}{200} \right) \cdot K_{СР}, \quad (7.93)$$

где $S_{ПТ.НОМ}$ – номинальная мощность одного печного трансформатора, МВ·А; N – число одинаковых печей; $\delta U_{t,ДОП}$ – допустимые размахи колебания напряжения, %; $S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания на шинах питающей сети, для которой производят расчёт, МВ·А; $K_{СР} = 1 - \text{tg}\varphi_{ДОП}/\text{tg}\varphi_{СР}$; $\text{tg}\varphi_{ДОП}$ – допустимое значение коэффициента реактивной мощности для питающей сети; $\text{tg}\varphi_{СР}$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности.

2. Для группы печей разной мощности

$$Q_P \geq S_{ПТ.МАКС} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{ПТi}}{S_{ПТ.МАКС}}} - \frac{\delta U_{t,ДОП} \cdot S_{КЗ}}{100}; \quad (7.94)$$

$$Q_K \geq \left(S_{ПТ.МАКС} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{ПТi}}{S_{ПТ.МАКС}}} - \frac{\delta U_{t,ДОП} \cdot S_{КЗ}}{200} \right) \cdot K_{СР}. \quad (7.95)$$

Если известен график потребления реактивной мощности резкопеременной нагрузки, то мощности реактора и конденсаторной батареи или фильтров высших гармоник можно определить из соотношений

$$Q_p \geq \Delta Q_{\text{РП.МАКС}} - \frac{\delta U_{\text{т.ДОП}} \cdot S_{\text{КЗ}}}{100}; \quad (7.96)$$

$$Q_K \geq \left(\Delta Q_{\text{РП.МАКС}} - \frac{\delta U_{\text{т.ДОП}} \cdot S_{\text{КЗ}}}{200} \right) \cdot K_{\text{СР}}, \quad (7.97)$$

где $\Delta Q_{\text{РП.МАКС}}$ – максимальный размах резкопеременной мощности по графику нагрузки, Мвар.

Пример 7.4. Рассчитать колебания напряжения в электрической сети напряжением 10 кВ, от которой питается блюминг-1150. Мощность короткого замыкания в питающей сети 300 МВ·А. График потребления блюмингом реактивной мощности за цикл длительностью $T = 34$ с показан на рис. 7.18. Число набросов (положительных и отрицательных) реактивной мощности за цикл составляет $m = 28$.

Величина размаха эквивалентного колебания определяется по выражению (7.83). По результатам обработки графика величина составляет

$$\sum_{i=1}^{28} \delta Q_i^2 = 1620 \text{ Мвар}^2. \text{ Тогда}$$

$$\delta U_{\text{т.ЭКВ}} = \frac{100 \cdot \sqrt{\frac{1620 \cdot 10^6}{28}}}{300 \cdot 10^6} = 2,54 \, \%.$$

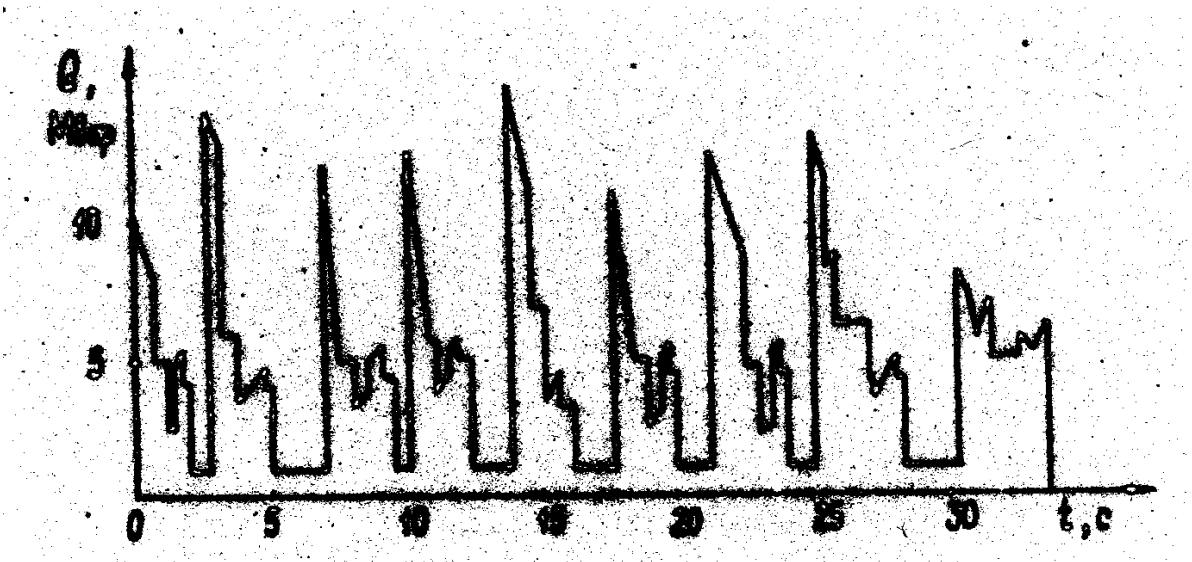


Рис. 7.18. График потребления блюмингом реактивной мощности

Средняя частота колебаний

$$F = \frac{m}{T} = \frac{28}{34} = 0,825 \text{ сек}^{-1} = 49,5 \text{ мин}^{-1}.$$

По кривой 2 допустимых значений размахов колебаний в функции частоты (рис. 7.16) находим допустимое значение размахов $\delta U_{\text{т.ЭКВ}} = 1,3 \, \%$.

Таким образом, определённые размахи колебания напряжения в электрической сети напряжением 10 кВ недопустимы, т. к. $\delta U_{\text{т.доп}} = 1,0 \%$.

Пример 7.5. Определить размах колебания напряжения на сборных шинах напряжением 10,5 кВ (рис. 7.19), от которых питается прокатный стан (тиристорный преобразователь), имеющий график активной и реактивной нагрузки, показанный на рис. 7.19, б.

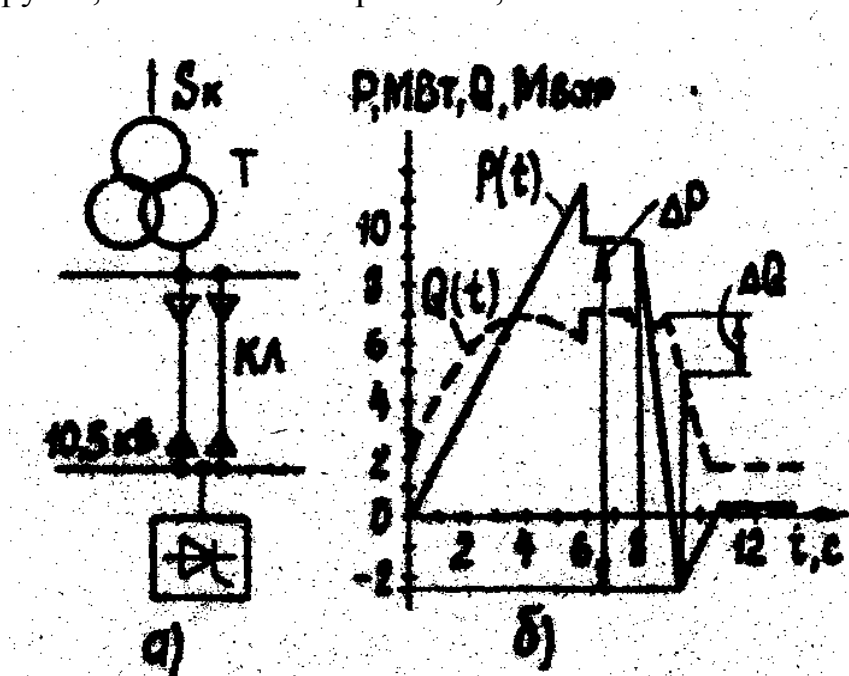


Рис. 7.19. Определение размахов напряжения

Данные схемы. Мощность короткого замыкания на стороне 10 кВ $S_{\text{кз}} = 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Трансформатор ГПП: $S_{\text{т.ном}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $\Delta P_{\text{к}} = 175 \text{ кВт}$; $U_{\text{к.}\%} = 20 \%$. Кабельная линия, состоящая из двух кабелей: $L = 2,7 \text{ км}$; $r_0 = 0,169 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,077 \text{ Ом/км}$.

Анализ графика нагрузок показывает, что наиболее критическим участком функций $P(t)$, $Q(t)$ является участок 8–9,5 с, на котором наблюдается максимальная крутизна изменений P и Q одного знака. Размах изменений активной мощности на этом участке $\Delta P = 11,9 \text{ МВт}$, реактивной $\Delta Q = 2 \text{ Мвар}$.

Определим величины реактивных и активных сопротивлений по отношению к расчётной точке ($U_{\text{Б}} = 10,5 \text{ кВ}$):

– Система

$$X_{\text{С}} = \frac{U_{\text{Б}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{10500^2}{4000 \cdot 10^6} = 0,028 \text{ Ом}.$$

– Трансформатор

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{к.}\%} \cdot U_{\text{Б}}^2}{100 \cdot S_{\text{т.ном}}} = \frac{20 \cdot 10500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} = 0,551 \text{ Ом};$$

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_B^2}{S_{T.HOM}^2} = \frac{175 \cdot 10^3 \cdot 10500^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 0,012 \text{ Ом.}$$

– Кабельная линия

$$X_L = \frac{x_o \cdot L}{n} = \frac{0,077 \cdot 2,7}{2} = 0,103 \text{ Ом;}$$

$$R_L = \frac{r_o \cdot L}{n} = \frac{0,169 \cdot 2,7}{2} = 0,228 \text{ Ом.}$$

– Суммарные сопротивления

$$X_\Sigma = X_C + X_T + X_L = 0,028 + 0,551 + 0,103 = 0,682 \text{ Ом.}$$

$$R_\Sigma = R_T + R_L = 0,012 + 0,228 = 0,24 \text{ Ом.}$$

Определяем размах колебания напряжения

$$\delta U_t = 100 \cdot \frac{\Delta I_a \cdot R_\Sigma + \Delta I_p \cdot X_\Sigma}{U_B};$$

$$\Delta I_a = \frac{\Delta P}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{11,9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10500} = 650 \text{ А;}$$

$$\Delta I_p = \frac{\Delta Q}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10500} = 110 \text{ А;}$$

$$\delta U_{t.\%} = 100 \cdot \frac{650 \cdot 0,24 + 110 \cdot 0,682}{10500/\sqrt{3}} = 3,81 \% > U_{t.доп} = 1 \%.$$

Расчёт показал, что размах колебания напряжения превышает допустимое значение.

Пример 7.6. Определить основные параметры СКУ косвенного действия для схемы с двумя дуговыми сталеплавильными печами (рис. 7.20). Шинами общего питания являются сборные шины напряжением 220 кВ.

Решение. Колебания напряжения на шинах напряжением 220 кВ

$$\begin{aligned} \delta U_{t.ЭКВ} &= 100 \cdot \frac{S_{ПТ.НОМ} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_{КЗ}} = \\ &= 100 \cdot \frac{60 \cdot 10^6 \cdot \sqrt[4]{2}}{4000 \cdot 10^6} = 1,78 \%. \end{aligned}$$

т. е. превышает $\delta U_{t.доп} = 1 \%$. На этом основании предлагается установить на шинах напряжением 35 кВ СКУ типа ТКРМ со следующими параметрами:

– мощность регулируемого реактора

$$Q_P \geq S_{ПТ.НОМ} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{t.доп} \cdot S_{КЗ}}{100}$$

$$= 60 \cdot 10^6 \cdot \sqrt[4]{2} - \frac{1 \cdot 4000 \cdot 10^6}{100} = 31,35 \text{ Мвар};$$

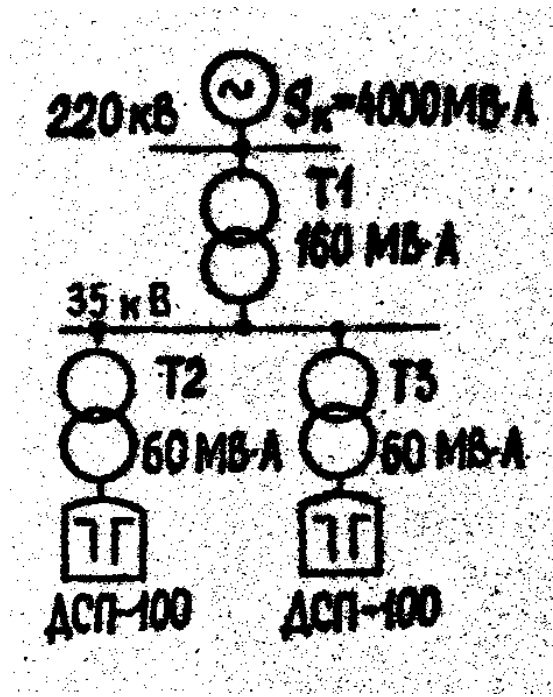


Рис. 7.20. Определение размахов напряжения

– мощность силовых резонансных фильтров (конденсаторных батарей)

$$Q_K \geq \left(S_{\text{ПТ.НОМ}} \cdot \sqrt[4]{N} - \frac{\delta U_{\text{т.ДОП}} \cdot S_{\text{КЗ}}}{200} \right) \cdot K_{\text{СР}} =$$

$$= \left(60 \cdot 10^6 \cdot \sqrt[4]{2} - \frac{1 \cdot 4000 \cdot 10^6}{200} \right) \cdot 0,8 = 41,1 \text{ Мвар},$$

где $K_{\text{СР}} = 1 - \text{tg}\varphi_{\text{ДОП}}/\text{tg}\varphi_{\text{СР}} = 1 - 0,2/1 = 0,8$.

7.11. Расчёт несимметрии напряжений

Напряжения обратной последовательности, V , в распределительной сети определяют по выражению [Жежеленко-81 и 86]

$$U_2 = I_2 \cdot X_C, \quad (7.98)$$

где X_C – сопротивление энергосистемы до шин распределительной сети, к которой подключен ЭП, создающий несимметрию напряжения, Ом; I_2 – значение тока обратной последовательности в сети, обусловленное подключением однофазной нагрузки, А.

В распределительных сетях, получающих питание от маломощных СЭС ($S_{\text{КЗ}} \leq 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$), при определении напряжения обратной последовательности рекомендуется использовать выражение

$$U_2 = I_2 \cdot X_{2\Sigma}, \quad (7.99)$$

где $X_{2\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление обратной последовательности распределительной сети, Ом.

Ток обратной последовательности I_2 , обусловленный подключением однофазных нагрузок I_{AB} и I_{BC} на линейные напряжения U_{AB} и U_{BC} , и начальную фазу этого тока ψ_{i2} рассчитывают по формулам [Жежеленко-81 и 86]

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{6} \cdot \sqrt{3 \cdot I_{AB}^2 + (I_{AB} - 2 \cdot I_{BC})^2}; \quad (7.100)$$

$$\psi_{i2} = \arctg \frac{\sqrt{3} \cdot I_{AB}}{I_{AB} - 2 \cdot I_{BC}} - \varphi_H, \quad (7.101)$$

где φ_H – фазный ток нагрузки.

Если известны полные мощности нагрузки S_{AB} и S_{BC} , то ток I_2 находят из выражений

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{6 \cdot U_{НОМ}} \cdot \sqrt{3 \cdot S_{AB}^2 + (S_{AB} - 2 \cdot S_{BC})^2}; \quad (7.102)$$

$$\psi_{i2} = \arctg \frac{\sqrt{3} \cdot S_{AB}}{S_{AB} - 2 \cdot S_{BC}} - \varphi_H. \quad (7.103)$$

При подключении только на одно линейное напряжение, например, на U_{AB} , в формулах ток I_{BC} и мощность S_{BC} принимают равными нулю.

Комплекс полного сопротивления обратной последовательности узла СЭС ПП представляют выражением [Жежеленко-81 и 86]

$$Z_{2\Sigma} = \frac{U_{НОМ}^2}{\sqrt{4 \cdot S_{НОМ}^2 + (S_{КЗ} + 2,67 \cdot S_{НОМ} - Q_K)^2}} e^{j\psi_{2\Sigma}}; \quad (7.104)$$

$$\psi_{2\Sigma} = \arctg \frac{1 + 2,67 \cdot K_H - K_K}{2 \cdot K_H}, \quad (7.105)$$

где $S_{НОМ}$, $S_{КЗ}$, Q_K – соответственно мощность обобщенной нагрузки, короткого замыкания и конденсаторной батареи; $K_H = S_{НОМ}/S_{КЗ}$; $K_K = Q_K/S_{КЗ}$.

Обычно для узлов нагрузки предприятий сопротивление обратной последовательности является реактивным, т. е. в выражениях за $X_{2\Sigma}$ принимают модуль сопротивления $Z_{2\Sigma}$.

Коэффициент обратной последовательности напряжений определяют

$$K_{2U} = 100 \frac{U_2}{U_{НОМ}} \leq 2 \%. \quad (7.106)$$

10. ЭКОНОМИЧНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

10.1. Экономичные режимы работе трансформаторов

Во время эксплуатации трансформаторов изменяется их нагрузка. Это существенно влияет на потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах и, следовательно, на их экономичность. При проектировании и эксплуатации необходимо знать приведенные затраты на трансформаторные подстанции, чтобы оптимально решить вопрос о выборе трансформаторов и их экономичной эксплуатации.

Приведенные затраты на трансформаторную подстанцию

$$Z_T = E_H \cdot K_T + И + C_{\Sigma}, \quad (10.1)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности; K_T – капитальные вложения в трансформаторную подстанцию; $И$ – издержки на ремонт и обслуживание подстанции; C_{Σ} – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах.

Потери электроэнергии в силовом трансформаторе определяются из выражений

$$C_{\Sigma} = \left(P'_{XX} + P'_{K3} \cdot \frac{S_T^2}{S_{T.HOM}^2} \right) \cdot \gamma; \quad (10.2)$$

$$P'_{XX} = P_{XX} + K_{ИП} \cdot Q_{XX}; \quad (10.3)$$

$$P'_{K3} = P_{K3} + K_{ИП} \cdot Q_{K3}, \quad (10.4)$$

где P'_{XX} и P'_{K3} – приведенные потери активной мощности холостого хода и короткого замыкания; S_T и $S_{T.HOM}$ – средняя нагрузка и номинальная мощность трансформатора; γ – удельная стоимость электроэнергии; P_{XX} , P_{K3} , Q_{XX} , Q_{K3} – потери активной и реактивной мощностей холостого хода и короткого замыкания, трансформатора, определяемые по каталожным данным; $K_{ИП}$ – коэффициент изменения потерь, характеризующий дополнительные потери активной мощности во внешней сети на единицу реактивной нагрузки в зависимости от конкретной электрической схемы с учетом числа ступеней трансформации $K_{ИП} = 0,01-0,15$ [ПроектВинославский].

С учетом стоимости потерь электроэнергии C_{Σ} приведенные затраты можно записать в следующем виде

$$Z_T = E_H \cdot K_T + И + P'_{XX} \cdot \gamma + P'_{K3} \cdot \gamma \cdot \frac{S_T^2}{S_{T.HOM}^2}. \quad (10.5)$$

Введя обозначения

$$E_H \cdot K_T + И + P'_{XX} \cdot \gamma = C \quad \text{и} \quad P'_{K3} \cdot \gamma \cdot \frac{S_T^2}{S_{T.HOM}^2} = V, \quad (10.6)$$

затраты можно представить в виде

$$3_T = C + V \cdot S_T^2 \quad \text{или} \quad \frac{3_T}{S_T} = \frac{C}{S_T} + V \cdot S_T, \quad (10.7)$$

Оптимальная мощность, соответствующая минимуму приведенных затрат, определяется производной

$$\frac{d\left(\frac{3_T}{S_T}\right)}{dS_T} = -\frac{C}{S_T^2} + V = 0. \quad (10.8)$$

Откуда

$$S_{T, \text{опт}} = \sqrt{\frac{C}{V}} = \sqrt{\frac{E_H \cdot K_T + И + P'_{XX} \cdot \gamma}{P'_{K3} \cdot \gamma}}. \quad (10.9)$$

На рис. 10.1 приведены экономические интервалы нагрузки трансформаторов. Экономический интервал нагрузки трансформатора представляет собой часть огибающей кривой (рис. 10.1, а – пунктирная линия), в пределах которой приведенные затраты имеют меньшие значения, чем при других мощностях трансформаторов.

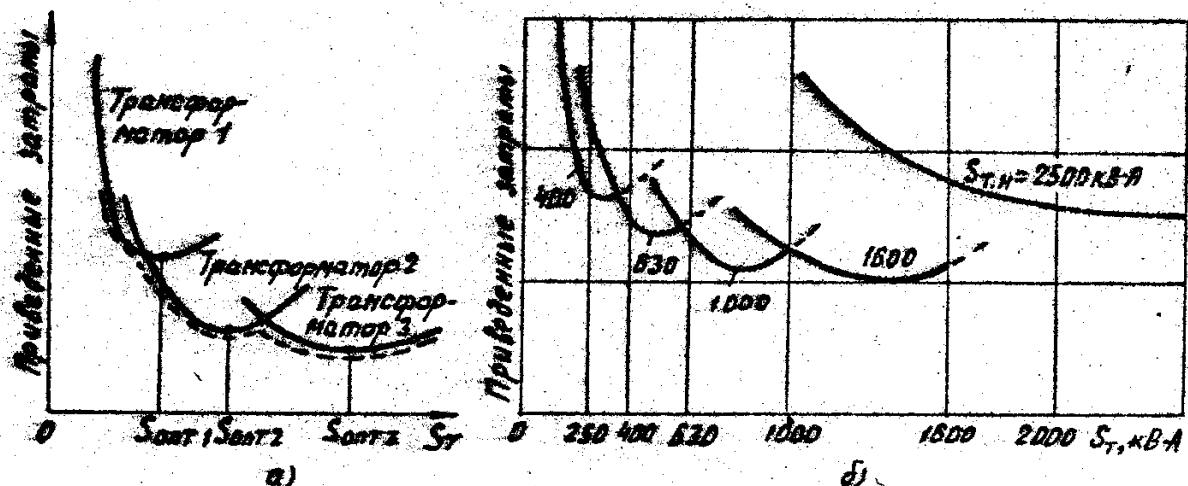


Рис. 10.1. Экономические интервалы нагрузки трансформаторов

На рис. 10.1, б в качестве примера представлена суммарные затраты для стандартных трансформаторов в зависимости от передаваемой мощности. Например, для трансформаторов 630 кВ·А минимум затрат имеет место при $S_T = 500$ кВ·А, т. е. при 80 % нагрузки. Его экономический интервал нагрузки находится в пределах 350–620 кВ·А. Для трансформаторов различного типа исполнения охлаждения (сухих, масляных, с негорючим заполнением) приведенные затраты будут иметь различное значение и, следовательно, экономические интервалы будут различными.

В условиях эксплуатации при наличии на подстанциях нескольких трансформаторов, которые могут работать на общие шины, число параллельно включенных трансформаторов определяется минимумом потерь ак-

С учетом выражении (10.3) и (10.4) суммарные приведенные потери активной мощности в трансформаторах

Ведя обозначения

ПОЛУЧИМ

Это уравнение параболы $\Delta P_T = f(S_T)$. На рис 10.2. приведены зависимости потерь ΔP_T в трансформаторах от нагрузки для одного трансформатора, двух или трех параллельно включенных трансформаторов.

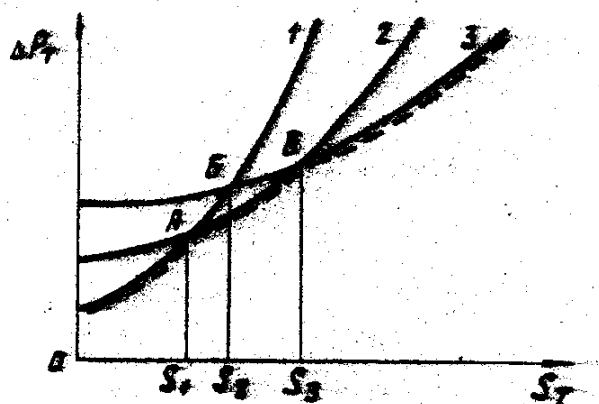


Рис. 10.2. Зависимости потерь от нагрузки S_T трансформаторов

Пунктирная огибающая кривая определяет экономически целесообразное количество трансформаторов при данной нагрузке S_T . Из графика видно, что отрезки АВ и ВВ являются экономически нецелесообразными – здесь экономичной будет параллельная работа двух трансформаторов.

При технико-экономических расчётах интересует вопрос, начиная с какой мощности, следует включать в работу новые трансформаторы. Этот вопрос может

быть решен графически или аналитически. Рассмотрим аналитический способ. Для точки А (рис. 11.2) справедливо равенство

Откуда

181

При $S_T > S_1$ целесообразно включение второго трансформатора. Аналогично можно рассматривать подключение третьего трансформатора и т. д. При параллельно работающих $(N - 1)$ трансформаторах одинаковой мощности подключения N -го трансформатора целесообразно, если

$$S_T > S_{N-1} = S_{T.HOM} \sqrt{(N - 1) \cdot N \cdot \frac{P'_{XX}}{P'_{K3}}}. \quad (10.15)$$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Борисов, Б.П. Электроснабжение электротехнологических установок / Б.П. Борисов, В.Я. Вагин. – Киев: Наукова думка, 1985. – 244 с.

Вагин, И.В. Электромагнитная совместимость электротехнологических установок и питающих сетей / В.Я. Вагин, Б.П. Борисов. // Техническая электродинамика. – 1986. – № 2. – С. 35–39.

Вибер, Л.А. Проблемы нормирования и метрологического обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования с сетью энергосистемы / Л.А. Вибер, В.Н. Никифорова, В.С. Рашкес // Электротехника. – 1989. – № 8. – С. 27–32.

Влияние дуговых сталеплавильных печей на системы электроснабжения / Под ред. М.Я. Смелянского, Р.В. Минеева. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.

Голоднов, Ю.М. Самозапуск электродвигателей / Ю.М. Голоднов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136 с.

ГОСТ 29322-92. Стандартные напряжения. Введ. 1993-01-01. – М.: Стандартинформ, 1983. – 6 с.

ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.

Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 46 с.

Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.2. – 48 с.

Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.3. – 48 с.

Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. – 88 с.

Ершов, А.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.2. – 48 с.

Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 161 с.

Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 240 с.

Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 160 с.

Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 3: Системы электроснабжения напряжением 220–6 кВ / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 240 с.

Жежеленко, И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И.В. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.

Жежеленко, И.В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – Киев: Техника, 1981. – 160 с.

Жежеленко, И.В. Электромагнитные помехи в системах электроснабжения промышленных предприятий / И.В. Жежеленко, О.Б. Шиманский. – Киев: Высшая школа, 1986. – 116 с.

Железко, Ю.С. Потери электроэнергии и её качество в электрических сетях: Обзорная информация / Ю.С. Железко. – М.: Информэнерго, 1989. – 64 с. (сер. Электрические сети и системы. Вып. 4).

Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.

Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75. – М.: Стройиздат, 1976. – 57 с.

Киреева, Э.А. Электроснабжение цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева, В.В. Орлов, Л.Е. Старкова. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 120 с.

Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие / Е.А. Конюхова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 320 с.

Кудрин Б.И., Минеев А.Р. Электрооборудование промышленности: учебник для студ. высш. учеб. заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 472 с.

Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – Интернет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, утвержденных Постановлением Совета Министров СССР № 183 от 14.03.1974 г.

НТП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: ТПЭП, 1994. – 37 с.

Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1989. – 287 с.

Овчаренко, А.С. Техничко-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович. – Киев: Техника, 1977. – 172 с.

Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

Осипов, О.И. Промышленные помехи и способы их подавления в вентильных электроприводах постоянного тока / О.И. Осипов, Ю.С. Усынин. – М.: Энергия, 1979. – 78 с.

Петров, О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

Петров, О.А. Режимы нейтрали электрических сетей систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / О.А. Петров, А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1990. – 67 с.

Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: ОАО «Россети», 2013. – 196 с.

Положение о единой технической политике ОАО «Холдинг МРСК» в распределительном сетевом комплексе. – М.: ОАО «Холдинг МРСК», 2011. – 102 с.

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «Урал-ЮрИздат», 2014. – 240 с.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003. – 276 с.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – М.: Энергосервис, 2003. – 367 с.

Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Проектирование промышленных электрических сетей / В.И. Крупович, И.А. Ермилов, В.С. Иванов, Ю.В. Крупович. – М.: Энергия, 1979. – 328 с.

Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Винославский, А.В. Праховник, Ф. Клеппель, У. Бутц. – Киев: Вища школа, 1961. – 360 с.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий: Нормы технологического проектирования НТП ЭПП-94. – М.: ВНИПКИ «Тяж-промэлектропроект», 1994. – 37 с.

Ристхейн, Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий / Э.М. Ристхейн. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 424 с.

Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

Руководство по устройству электроустановок: Технические решения Schneider Electric – Изд-во Schneider Electric, 2009 – 469 с.

Самойлов, М.В. Основы энергосбережения; Учебное пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик. – Мн.: БГЭУ, 2002. – 198 с.

Силовые трансформаторы. Каталог. – Минск: МЭЗ, 2015. – 84 с.

СН 174-75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Госстрой СССР, 1975. – 35 с.

Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 454 с.

Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во ИЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.

Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – М.: 1989. – 768 с.

Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568с.

Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Т.2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.

Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / под общ. ред. профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 745 с.

Справочник электрика / Под ред. Э.А. Киреевой и С.А. Цырука. – М.: Колос, 2007. – 464 с.

Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И.А. Сыромятников. – М.: Энергия, 1977. – 216 с.

Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий. М798-930 / Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – 1984. – № 1. – С. 12–36.

Фёдоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Фёдоров, В.В. Каменева. – М.: Энергия, 1984. – 472 с.

Фёдоров, А.А. Электроснабжение промышленных предприятий / А.А. Фёдоров, Э.М. Ристхейн. – М.: Энергия, 1981. – 360 с.

Халилов, Ф.Х. Коммутационные перенапряжения в сетях 6–10 кВ / Ф.Х. Халилов // Промышленная энергетика. – 1985. – № 11. – С. 37–40.

Шидловский, А.К. Повышение качества энергии в электрических сетях / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов. – Киев: Наукова думка, 1986. – 267 с.

Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие к дипломному проектированию для студентов специальности 0303 / Г.С. Валеев, А.М. Ершов, А.М. Маврицын и др.; под ред. О.А. Петрова. – Челябинск: ЧПИ, 1983. – 75 с.

Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 964 с.