

ОГЛАВЛЕНИЕ

От автора 8

**Глава 1. Системы электроснабжения
электрифицированных железных дорог** 10

- 1.1. Принципиальная схема системы электроснабжения электрифицированной железной дороги и характерные особенности условий ее работы 10
- 1.2. Система электроснабжения постоянного тока напряжением 3 кВ 13
- 1.3. Система электроснабжения переменного однофазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 25 кВ 17
- 1.4. Система тягового электроснабжения с экранирующим и усиливающим проводами 20
- 1.5. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ 22
- 1.6. Система тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных подстанциях 27
- 1.7. Схемы присоединения тяговых подстанций к линиям электропередачи 30
- 1.8. Схемы питания контактной сети 33
- 1.9. Стыкование участков с различными системами тока или с различным уровнем напряжения в тяговой сети 38

**Глава 2. Схемы присоединения тяговых подстанций
на участках переменного тока к внешней и тяговой сетям** 41

- 2.1. Тяговые подстанции с трехфазными трансформаторами 41
- 2.2. Тяговые подстанции с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме открытого треугольника 54
- 2.3. Тяговые подстанции с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме Скотта 60

Глава 3. Питание стационарных потребителей от тяговых подстанций	65
3.1. Питание нетяговых потребителей	65
3.2. Питание устройств СЦБ	69
Глава 4. Сопротивление тяговой сети при системе постоянного тока	76
4.1. Сопротивление тяговой сети без учета проводимости земли... 76	
4.2. Распределение потенциала и тока в рельсах. Влияние проводимости земли на сопротивление тяговой сети.....	86
Глава 5. Сопротивление тяговой сети при системе переменного тока.....	100
5.1. Общие исходные положения при определении сопротивления тяговой сети переменного тока.....	100
5.2. Активное сопротивление проводов контактной сети и рельсов.....	107
5.3. Полное сопротивление тяговой сети переменного тока	110
5.4. Составное и эквивалентное приведенное сопротивления тяговой сети	116
5.5. Распределение потенциала и тока в рельсах на участках переменного тока.....	121
Глава 6. Влияние изменений напряжения в тяговой сети на работу электровозов и электрифицированного участка	124
6.1. Показатели и нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.....	124
6.2. Влияние изменений напряжения в тяговой сети на работу электрических локомотивов.....	127
6.3. Влияние уровня напряжения на токоприемнике локомотива на время хода поезда по участку и его пропускную способность.....	135
6.4. Отличительные особенности режима напряжения по плечам питания тяговой подстанции переменного тока.....	142
6.5. Нормативы напряжения для тяговой части системы электроснабжения	148
Глава 7. Работа системы электроснабжения при рекуперации электрической энергии.....	150
7.1. Условия, необходимые для осуществления рекуперации электрической энергии	150

7.2. Особенности работы системы электроснабжения при рекуперации электрической энергии и использовании инверторов на участках постоянного тока.....	153
7.3. Особенности режима напряжения в тяговой сети при рекуперации электрической энергии на участках переменного тока.....	158
Глава 8. Несимметрия токов и напряжений, возникающая в системе электроснабжения на участках переменного тока	161
8.1. Причины возникновения несимметрии токов и напряжений на участках переменного тока	161
8.2. Показатели, характеризующие величину несимметрии токов и напряжений.....	165
8.3. Отрицательные последствия несимметрии токов и напряжений. Допустимые значения коэффициентов несимметрии	167
Глава 9. Емкостная компенсация на участках переменного тока.....	172
9.1. Отрицательные последствия пониженного значения коэффициента мощности на шинах тяговых подстанций переменного тока.....	172
9.2. Поперечная емкостная компенсация при размещении установки на тяговой подстанции.....	175
9.3. Продольная емкостная компенсация.....	182
Глава 10. Параметры системы электроснабжения электрифицированной железной дороги	191
10.1. Основные параметры системы электроснабжения и требования, предъявляемые к ним.....	191
10.2. Расчетные режимы для определения параметров и показателей работы системы электроснабжения	194
10.3. Расчет расхода электроэнергии на движение поезда по межподстанционным зонам и его разнесенных значений между тяговыми подстанциями	195
10.4. Оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями и выбор их месторасположения.....	196
10.5. Определение мощности тяговой подстанции. Выбор силового оборудования	201
10.6. Расчет экономического сечения контактной подвески	207
10.7. Проверка контактной подвески на нагревание	211

Глава 11. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на участках постоянного тока	215
11.1. Понятие мгновенной схемы расположения нагрузок и способы их получения.	215
11.2. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на однопутном участке при односторонней схеме питания контактной сети.....	217
11.3. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на однопутном участке при двусторонней схеме питания контактной сети.....	221
11.4. Основные положения, используемые при расчете мгновенных схем при узловой и параллельной схемах питания контактной сети.....	227
11.5. Определение токов фидеров тяговых подстанций и на отдельных участках контактной сети при узловой и параллельной схемах питания.....	230
Глава 12. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на участках переменного тока	238
12.1. Расчет мгновенных схем на однопутном участке при односторонней схеме питания контактной сети	238
12.2. Расчет мгновенных схем на однопутном участке при двусторонней схеме питания контактной сети.....	242
12.3. Особенности определения потери напряжения в тяговой сети до электровоза при расчете мгновенных схем на двухпутном участке	245
Глава 13. Методы расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог	250
13.1. Принципы построения методов расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог и их классификация.	250
13.2. Метод равномерного сечения графика движения поездов ...	252
13.3. Метод характерных сечений графика движения поездов.....	254
13.4. Метод непрерывного исследования графика движения поездов	256
13.5. Метод равномерно распределенной нагрузки	261
Глава 14. Защита от токов короткого замыкания в тяговой сети	265
14.1. Основные исходные положения.....	265

14.2. Токовая защита от токов короткого замыкания на участках постоянного тока.....	269
14.3. Защита от токов короткого замыкания при опорах контактной сети, отсоединенных от рельсов.....	278
14.4. Определение расчетных величин для выбора тока уставки.....	285
14.5. Токовая защита от токов короткого замыкания на участках переменного тока	294
14.6. Защита по минимальному напряжению	303
14.7. Дистанционная защита	307
14.8. Краткие сведения о некоторых других защитах.....	311
Глава 15. Усиление систем электроснабжения электрифицированных железных дорог	315
15.1. Причины, обуславливающие необходимость уси- ления систем электроснабжения электрифициро- ванных железных дорог.....	315
15.2. Основные способы усиления системы электро- снабжения участков постоянного тока	317
15.3. Мероприятия по усилению системы электроснаб- жения участков переменного тока.....	329
15.4. Пути экономии электроэнергии в тяговой части системы электроснабжения.....	330
Глава 16. Мероприятия по защите подземных сооружений от электрокоррозии	334
16.1. Понятие о блуждающих токах и их источниках.....	334
16.2. Влияние блуждающих токов на подземные сооружения	336
16.3. Мероприятия по уменьшению величины блуждающих токов	341
16.4. Средства защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами.....	348
Глава 17. Влияние электрических железных дорог на линии связи и способы защиты.....	354
17.1. Виды влияний тяговой сети на линии связи.....	354
17.2. Основные способы снижения влияния электрических железных дорог на линии связи	360
Библиографический список.....	371

ОТ АВТОРА

Основой технической реконструкции железнодорожного транспорта, повышения пропускной и провозной способности железных дорог Российской Федерации является их массовая электрификация. Необходимость электрификации железных дорог нашей страны доказана многими учеными и сотрудниками проектных и исследовательских институтов.

Системы электроснабжения электрифицированных железных дорог имеют принципиальные особенности по сравнению с системами электроснабжения других отраслей промышленности и сельского хозяйства. Необходимость изучения таких особенностей при проектировании, монтаже и эксплуатации электрифицированного железнодорожного транспорта безусловна и не требует доказательств.

За период, прошедший с момента выхода последнего учебника по электроснабжению электрифицированных железных дорог (авторы Р. Р. Мамошин, А. Н. Зимакова, год издания 1980) для учащихся колледжей и техникумов, вопросы совершенствования технической базы систем электроснабжения, методов расчета таких систем получили дальнейшее развитие. Поэтому данное издание будет востребовано и учащимися, и работниками, связанными с эксплуатацией электрифицированных железных дорог.

Данная книга базируется на изучении таких дисциплин, как «Математика», «Физика», «Теоретические основы электротехники» и непосредственно связана с дисциплинами «Тяговые и трансформаторные подстанции», «Контактная сеть», «Релейная защита».

При работе над книгой использованы в значительном объеме материалы учебника для студентов УрГУПС (авторы Э. В. Тер-Оганов,

А.А. Пышкин, год издания 2014) «Электроснабжение железных дорог», что позволило с некоторыми сокращениями теоретического материала и дополнением нескольких глав осветить основные вопросы соответствующей тематики.

Автор с благодарностью принимает все замечания и пожелания, сделанные при рецензировании книги доктором технических наук, профессором Б. А. Аржанниковым, начальником службы электрификации и электроснабжения Свердловской дирекции инфраструктуры ОАО «РЖД» О. В. Халуевым и преподавателем высшей категории колледжа железнодорожного транспорта УрГУПС С. Н. Федотовым.

Все замечания и пожелания по книге просим направлять по адресу: 620034, г. Екатеринбург, ул. Колмогорова, 66, УрГУПС.

Глава 1

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

1.1. Принципиальная схема системы электроснабжения электрифицированной железной дороги и характерные особенности условий ее работы

Электрифицированные железные дороги получают электрическую энергию от энергосистем, объединяющих в себе несколько электростанций. Электрическая энергия, вырабатываемая генераторами каждой электростанции, передается тяговым нагрузкам (электрическим локомотивам) через повышающие трансформаторные подстанции, линии электропередачи различного напряжения и тяговые подстанции. На тяговых подстанциях электрическая энергия преобразуется к виду (по роду тока и уровню напряжения), используемому электрическими локомотивами, и уже по тяговой сети (контактная сеть, рельсы) передается к ним.

Вся совокупность устройств, начиная от генератора электростанции и кончая тяговой сетью, составляет систему электроснабжения электрифицированной железной дороги (рис. 1.1). От этой системы электрической энергией питаются помимо собственно электрической тяги также нетяговые железнодорожные потребители и потребители прилегающих районов.

Система электроснабжения должна обеспечивать надежное электроснабжение электроподвижного состава для движения поездов с установленными нормами массы, скоростями и интервалами между ними при заданных размерах движения, также устройств сигнализации, централизации и блокировки, связи и вычислительной техники [1].

Как правило, электрифицированная железная дорога получает питание от энергосистемы, а не от одной электрической станции, как это условно показано на принципиальной схеме. Энергосистема является совокупностью генераторов электростанций, электрических сетей, подстанций, объединенных общностью производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

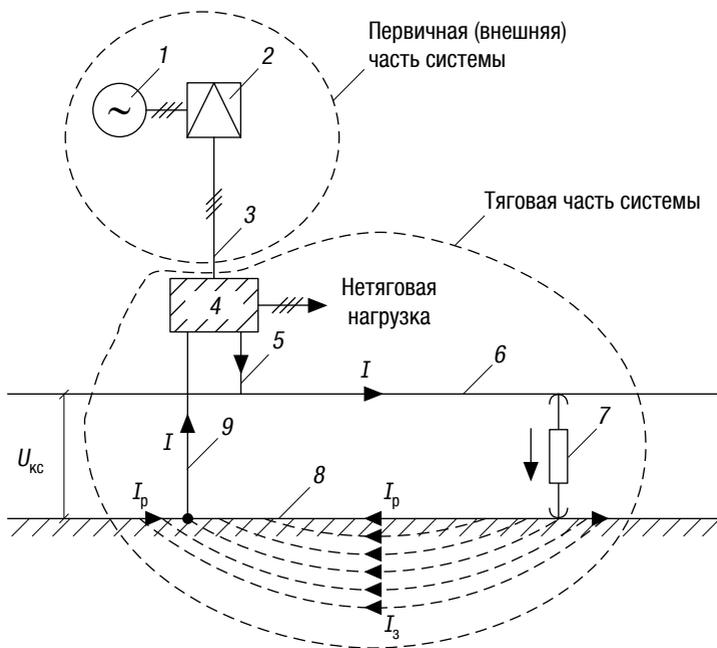


Рис. 1.1. Принципиальная схема системы электроснабжения электрифицированной железной дороги:

1 — электростанция; 2 — повышающая трансформаторная подстанция (для повышения напряжения, получаемого на зажимах генератора до напряжения линии электропередачи); 3 — линия электропередачи; 4 — тяговая подстанция; 5 — питающая линия тяговой подстанции; 6 — контактная сеть; 7 — электроподвижной состав; 8 — рельсы; 9 — отсасывающая линия (линия обратного тока) тяговой подстанции

В системе электроснабжения электрифицированной железной дороги можно выделить две части:

- первичную (или внешнюю), которая включает в себя все элементы от электрической станции до тяговой подстанции;
- тяговую, состоящую из тяговых подстанций и тяговой сети, которую часто называют системой тягового электроснабжения [2].

Тяговая сеть состоит из контактной сети, рельсового пути, питающих фидеров и фидера обратного тока тяговых подстанций, а также других устройств, присоединенных тем или иным образом к контактной сети и рельсам по длине участка железной дороги.

Системе электроснабжения электрифицированной железной дороги присущ ряд характерных особенностей условий ее работы:

1. Уровни напряжения во внешней и тяговой частях системы различны, в отдельных системах различен и род тока.
2. Число питающих проводов во внешней и тяговой частях системы, как правило, не совпадает.
3. Часть тягового тока электровоза I при возвращении его на тяговую подстанцию по рельсам I_p протекает по земле I_z (см. рис. 1.1) — это так называемые блуждающие токи.
4. Тяговые подстанции помимо тяговой нагрузки питают и не-тяговые потребители.

Указанные особенности условий работы системы определяют особенности ее работы с точки зрения токораспределения в отдельных элементах системы и характера изменения напряжения в них.

Системы электроснабжения электрифицированных железных дорог классифицируют по роду тока в контактной сети и величине напряжения в ней.

Различают следующие основные разновидности системы электроснабжения электрифицированной железной дороги:

1. Система электроснабжения постоянного тока напряжением 3 кВ или 1,5 кВ.
2. Система электроснабжения переменного однофазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 25 кВ.
3. Система электроснабжения переменного однофазного тока пониженной частоты $16^{2/3}$ Гц напряжением 15 кВ.

В настоящее время в мире электрифицировано 25 % (примерно 242 тыс. км) общей протяженности железных дорог. На этом полигоне выполняется около 50 % мирового объема перевозок [3].

Система переменного тока используется на участках, длина которых составляет 55,1 % общей протяженности электрифицированных линий (система 25 кВ, 50 Гц — 40,5 %, система 15 кВ, $16^{2/3}$ Гц —

14,6%). По системе постоянного тока электрифицировано 43% (система 3 кВ — 35,2%, система 1,5 кВ — 7,8%). На остальные системы электроснабжения (переменного тока 50 кВ, 50 Гц; 11–13 кВ, 25 Гц; 15 кВ, 20 Гц и постоянного тока 0,75 и 0,6 кВ) приходится около 2%. Подробные данные об электрифицированных линиях на различных континентах и в различных странах приведены в [3].

В России электрификация железных дорог велась и в настоящее время ведется по системе постоянного тока напряжением 3 кВ и по системе переменного однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ. На 1 января 2013 г. доля электрифицированных участков составляла 51,3% общей протяженности железных дорог России. На них выполнялось около 86% объема грузовых перевозок. Протяженность электрифицированных участков составляла 43,8 тыс. км. На постоянном токе электрифицировано 18,7 тыс. км, на переменном — 25,1 тыс. км. В последние годы электрификация ведется в основном на переменном токе.

В настоящее время наибольшая протяженность электрифицированных линий в Китае — 48 тыс. км, на втором месте Россия — 44 тыс. км и на третьем Германия — 21 тыс. км.

1.2. Система электроснабжения постоянного тока напряжением 3 кВ

Впервые система постоянного тока для электрификации магистральных железных дорог была применена в 1895 г. в США, где был электрифицирован участок железной дороги Балтимор—Огайо напряжением 600 В.

В процессе дальнейшего развития системы постоянного тока напряжение было увеличено до 1500 В, а затем до 3000 В. Впервые напряжение 3000 В применено в 1915 г. при электрификации линии Чикаго—Мильвоки. В России первый электрифицированный участок железной дороги на постоянном токе Москва — Мытищи был введен в эксплуатацию в 1929 г.

Принципиальная схема системы электроснабжения постоянного тока приведена на рис. 1.2, где условно изображен 6-осный электровоз постоянного тока с тяговыми двигателями последовательного возбуждения при параллельной схеме их соединения. При этой схеме на каждый двигатель приходится 1,5 кВ. Цифровые обозначения отдельных элементов на рис. 1.2 те же, что и на рис. 1.1. Цифрой 10 обозначен тяговый двигатель электровоза.

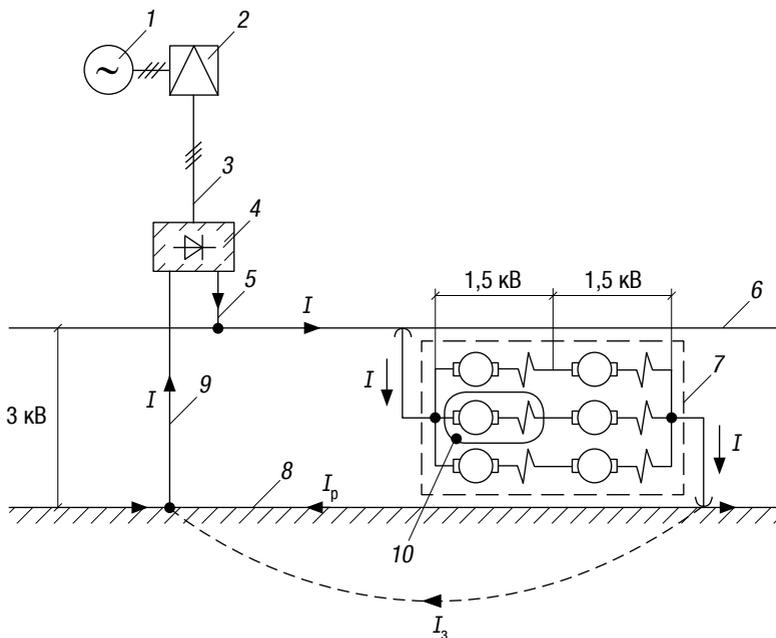


Рис. 1.2. Принципиальная схема системы электроснабжения постоянного тока

Система электроснабжения постоянного тока обладает целым рядом достоинств. Одно из них связано с видом тяговой характеристики электровоза постоянного тока с тяговыми двигателями последовательного возбуждения. Именно такие тяговые двигатели в настоящее время имеют подавляющее большинство электровозов постоянного тока. С точки зрения условий электроснабжения наиболее благоприятной тяговой характеристикой электровоза была бы гиперболическая характеристика, рис. 1.3, *a*. При такой характеристике мощность, потребляемая электровозом из системы при равномерном движении, не изменна, что обуславливало бы достаточно равномерную нагрузку тяговых подстанций во времени. Для данной характеристики $V_1 F_1 = V_2 F_2$ (см. рис. 1.3).

Примерно такой характеристикой обладают тепловозы, это относится и к паровой тяге [4]. Но гиперболическая тяговая характеристика (см. рис. 1.3, *a*) является крайне нежелательной с точки зрения тяги, потому что при движении составов на крутых подъемах, когда необходима большая сила тяги, поезда двигаются с очень низкой скоростью, тем самым резко ограничивая пропускную спо-

способность участка железной дороги. Тяговая характеристика при последовательном возбуждении двигателя (см. рис. 1.3, б) позволяет развивать значительную силу тяги на крутых подъемах при сравнительно высокой скорости. В результате мощность, потребляемая тяговыми двигателями в области больших значений сил тяги, повышается ($V'_1 F'_1$ несколько больше $V_1 F_1$) [4].

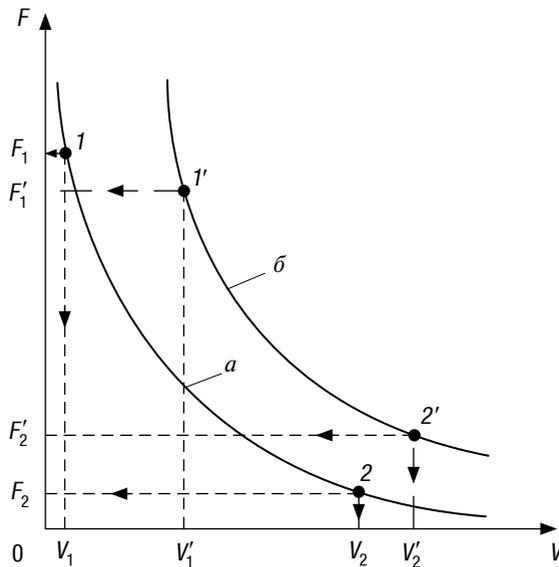


Рис. 1.3. Желаемая тяговая характеристика:
a — по условиям электроснабжения, *б* — тяговая характеристика при последовательном возбуждении двигателя

При применении на электровозах постоянного тока двигателей с независимым возбуждением тяговая характеристика получается более жесткой (рис. 1.4), нежели аналогичная характеристика при последовательном возбуждении. При такой тяговой характеристике мощность, потребляемая двигателями, например на крутых подъемах, возрастает практически пропорционально увеличению силы тяги ($V_1 F_1$ значительно больше $V_2 F_2$).

Таким образом, при тяговых двигателях с последовательным возбуждением создаются достаточно благоприятные условия как для работы системы электроснабжения, так и для обеспечения достаточно высоких скоростей движения составов на крутых и затяжных подъемах.

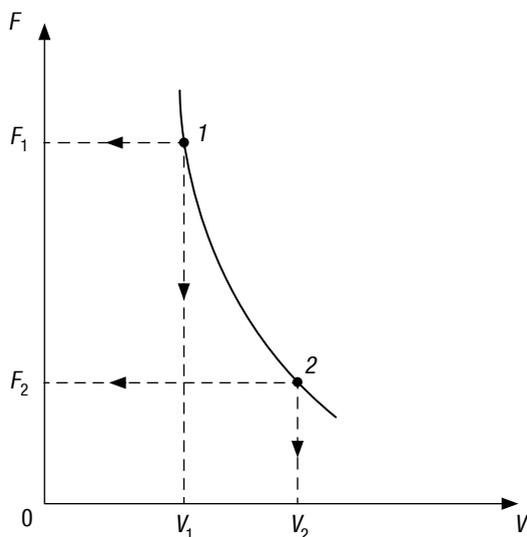


Рис. 1.4. Тяговая характеристика при независимом и параллельном возбуждении двигателя

Электровозы постоянного тока 2ЭС6, у которых основным видом возбуждения тяговых двигателей является независимое, на электрифицированных участках стали поступать с 2007 г.

При необходимости на них может быть реализовано и последовательное возбуждение.

При достаточно большом числе таких электровозов, используемых на участке, увеличится степень неравномерности изменения нагрузки тяговых подстанций и ее отдельных элементов во времени. Это может привести к возможному увеличению мощности тяговых подстанций, нагрева их силового оборудования и контактной подвески, к увеличению максимальных рабочих токов отдельных элементов тяговой части системы электроснабжения.

К достоинствам системы электроснабжения постоянного тока также относят:

- достаточно высокий коэффициент мощности (0,92–0,96);
- равномерную загрузку фаз внешней части системы электроснабжения;
- относительно слабое влияние ее на линии проводной связи, расположенные вдоль полотна железной дороги;
- достаточно простые электровозы;
- относительно простое осуществление режима рекуперации

электрической энергии, когда на затяжных и достаточно крутых спусках тяговые двигатели электровоза работают в режиме генератора.

Система электроснабжения постоянного тока не свободна и от некоторых недостатков. К ним относят:

- относительно невысокий уровень напряжения в контактной сети, что обуславливает сравнительно небольшие расстояния между подстанциями (в среднем около 15–20 км) и большие сечения контактной подвески (около 450–650 мм² в медном эквиваленте);
- достаточно сложные тяговые подстанции, на которых помимо силовых трансформаторов устанавливаются и преобразовательные агрегаты для получения постоянного напряжения для целей тяги;
- значительная электрокоррозия подземных металлических сооружений, в том числе подземной части опор контактной сети, обусловленная протеканием блуждающих токов в земле;
- дополнительные потери энергии в пусковых реостатах, которые установлены на подавляющем числе электровозов и электропоездов постоянного тока, при разгоне поезда (на последних они составляют 12–15 % общего расхода энергии на движение поезда).

На участках постоянного тока с 2011 г. появились электровозы 2ЭС10 «Гранит» с длительной мощностью 7600 кВт, на которых в качестве тяговых двигателей применяются трехфазные асинхронные двигатели. Коэффициент мощности таких электровозов составляет 0,85–0,88.

1.3. Система электроснабжения переменного однофазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 25 кВ

Для электрификации железных дорог переменный ток при напряжении 750 В и частоте 42 Гц впервые был применен в 1898 г.

В Италии в 1902 г. был открыт электрифицированный участок трехфазного тока напряжением 3000 В с частотой 15 Гц.

В дальнейшем получила распространение разработанная в 1901–1906 гг. система электроснабжения однофазного тока пониженной частоты $16\frac{2}{3}$ Гц при напряжении в контактной сети 15 кВ. Разработка и применение этой системы были вызваны сложностями, возникшими при эксплуатации системы трехфазного тока,

и недостаточной экономичностью системы постоянного тока при сравнительно небольших напряжениях в тяговой сети. Применение пониженной частоты обусловлено трудностями при создании мощных экономичных и надежных однофазных коллекторных тяговых двигателей. Впервые эта система применена в Швейцарии.

Система электроснабжения однофазного тока промышленной частоты при напряжении в контактной сети 15 кВ была применена в 1932 г. при электрификации участка протяженностью 187 км под Будапештом. Данная система в 1950–55 гг. получила широкое распространение во Франции, но уже при напряжении 25 кВ. В России первым участком, на котором была применена система однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ, был участок Ожерелье–Павелец (производились опытные работы). Такая система электроснабжения с 1958 г. начала применяться на Восточно-Сибирской железной дороге, а затем и на Северо-Кавказской и других дорогах.

Принципиальная схема данной системы электроснабжения приведена на рис. 1.5. Цифровые обозначения отдельных элементов на этом рисунке те же, что и на рис. 1.1. Однофазный трансформатор и выпрямитель, установленные на электровозе, показаны соответственно как 11 и 12.

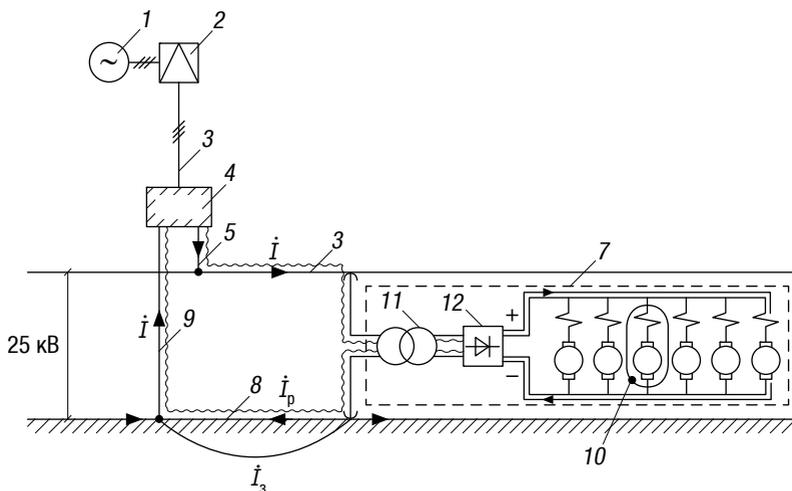


Рис. 1.5. Принципиальная схема системы электроснабжения однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ:
 ———— — цепь постоянного тока; ~~~~~ — цепь переменного тока

На подавляющем большинстве электровозов и электропоездов переменного тока, обращающихся в настоящее время на участках, применяются двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением. Шестиосный электровоз переменного тока условно изображен на рис. 1.5. В тяговой части системы электропитания выделены элементы, по которым протекает переменный и постоянный ток.

Так как на участках переменного тока для целей тяги используются двигатели постоянного тока с последовательным возбуждением, поэтому все положительное, что было отмечено при их рассмотрении в системе постоянного тока, полностью относится и к системе переменного тока.

К достоинствам системы электропитания однофазного тока промышленной частоты при сравнении ее с системой постоянного тока относят:

- более высокое напряжение в контактной сети (25 кВ вместо 3 кВ), что позволяет существенно увеличить расстояние между тяговыми подстанциями (40–60 км) и в 2–3 раза уменьшить сечение контактной подвески;
- более простые тяговые подстанции, на которых устанавливается только трансформаторное оборудование;
- практически отсутствует электрокоррозия подземных металлических сооружений.

Система переменного тока при сравнении ее с системой электропитания постоянного тока имеет определенные недостатки:

- низкий коэффициент мощности, в среднем 0,8;
- неравномерная загрузка фаз внешней части системы электропитания, так как каждая тяговая подстанция переменного тока питает от трехфазной симметричной сети две однофазные цепи (слева и справа от подстанции), что приводит к несимметрии токов и напряжений, отрицательно влияющих на работу отдельных элементов системы и потребителей;
- сильное электромагнитное влияние на проводные линии связи, идущие вдоль полотна железной дороги;
- сложные электровозы, так как на них, по сравнению с электровозами постоянного тока, дополнительно устанавливают однофазный трансформатор и выпрямитель (см. рис. 1.5).

1.4. Система тягового электроснабжения с экранирующим и усиливающим проводами

В системе электроснабжения переменного тока напряжением 25 кВ в ее классическом варианте среднее расстояние между тяговыми подстанциями составляет 45–50 км. На современном этапе, когда увеличиваются размеры движения и массы грузовых поездов, внедряется более мощный электроподвижной состав, вводится высокоскоростное движение пассажирских поездов, ее технико-экономические показатели работы могут не отвечать предъявляемым требованиям. Появляются проблемы, связанные с обеспечением необходимого качества напряжения на токоприемнике электровазозов, недопустимым нагревом проводов контактной сети, увеличением максимальных рабочих токов питающих линий тяговых подстанций и фидеров постов секционирования. В связи с этим возникает необходимость достаточно радикального усиления системы электроснабжения участков переменного тока. К способам такого усиления относят:

- тяговое электроснабжение с экранирующим и усиливающим проводами;
- тяговое электроснабжение 2×25 кВ;
- тяговое электроснабжение с симметрирующими трансформаторами на опорных тяговых подстанциях.

Основными элементами системы тягового электроснабжения с ЭУП является контактный провод (КП), несущий трос (НТ), усиливающий провод (УП) и экранирующий провод (ЭП), рис. 1.6 [7]. Два последних расположены с полевой стороны опор контактной сети на минимально допустимом по условиям электрической прочности и надежности в эксплуатации расстоянии между ними. Если до усиления системы электроснабжения на участке уже был подвешен усиливающий трос контактной подвески, то он может рассматриваться как УП системы электроснабжения с ЭУП.

Усиливающий провод в ряде точек соединяется с контактным проводом и несущим тросом поперечными соединителями (ПС), а экранирующий провод — с цепями отсоса тяговых подстанций и рельсами при помощи заземляющих спусков (ЗС), см. рис. 1.6. Заземление ЭП на рельсы выполняют путем его подключения к нулевым точкам путевых дроссель-трансформаторов, расположенных на изолированных рельсовых стыках (см. гл. 5), через два дроссельных стыка на третий. В отдельных случаях заземление ЭП осуществляют на индивидуальные заземлители [7].

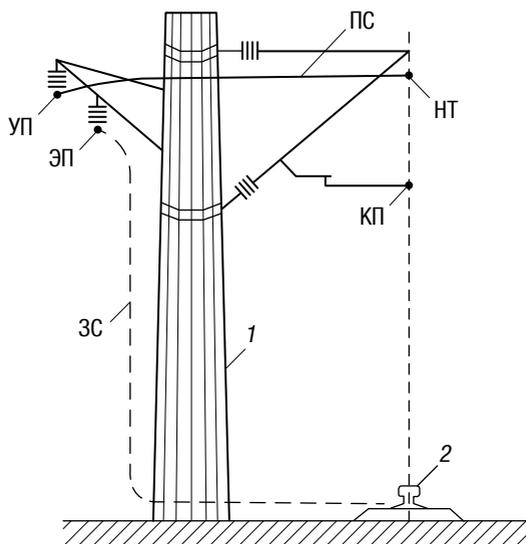


Рис. 1.6. Расположение проводов тяговой сети на опоре контактной сети при системе электроснабжения с ЭУП:
1 — опора контактной сети, 2 — рельсы

Рельсы (земля), ЗС и ЭП образуют замкнутые электрические контуры, в которых под действием ЭДС, наведенной от токов УП и КП + НТ за счет явления взаимной индукции, протекает ток, направленный практически противоположно этим токам, рис. 1.7.

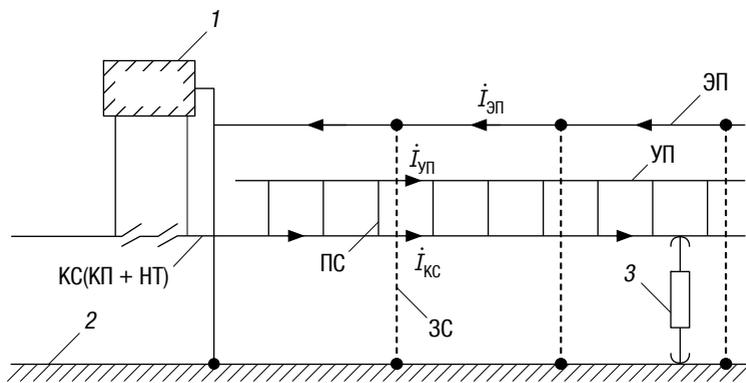


Рис. 1.7. Расположение проводов тяговой сети по длине фидерной зоны:
1 — тяговая подстанция, 2 — рельсы, 3 — электровоз

Магнитное поле, создаваемое током экранирующего провода, частично компенсирует магнитное поле токов контактного провода, несущего троса и усиливающего провода, что ведет к снижению напряженности результирующего внешнего магнитного поля тяговой сети и уменьшению индуктивного сопротивления сети.

Использование усиливающего провода позволяет значительно уменьшить полное сопротивление тяговой сети (в 1,65–1,7 раза) и соответственно потери напряжения в ней. В результате расстояния между тяговыми подстанциями могут быть увеличены до 70–80 км [7, 8]. Уменьшение сопротивления тяговой сети приводит также к возрастанию токов короткого замыкания в ней и улучшению условий отстройки от максимальных рабочих токов питающих линий тяговых подстанций (см. гл. 14). В 1,5–1,8 раза уменьшаются опасные напряжения, наводимые на смежных линиях связи за счет магнитного влияния. Система электроснабжения с ЭУП для участков, уже электрифицированных по системе 25 кВ, может рассматриваться как первый, достаточно эффективный способ усиления системы электроснабжения участка.

1.5. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ

Самым радикальным способом улучшения показателей работы системы электроснабжения переменного тока было бы увеличение напряжения в контактной сети, в частности до 50 кВ. Участки ограниченной протяженности с таким уровнем напряжения в контактной сети есть в Канаде, США, ЮАР [3]. В условиях работы электрифицированных участков переменного тока в России увеличение напряжения в контактной сети до 50 кВ практически невозможно. Это связано с большими капитальными затратами: необходимо усиливать изоляцию проводов контактной сети, устанавливать новое силовое и коммутационное оборудование на тяговых подстанциях и в тяговой сети, менять весь электроподвижной состав, увеличивать габариты приближения строений и сооружений. Кроме того, увеличение напряжения до 50 кВ требует разработки и выпуска промышленностью нового электротехнического оборудования, так как аппараты и машины на линейное напряжение 35 кВ имеют изоляцию по отношению к земле 22 кВ, а следующий класс напряжения в нашей стране только 110 кВ.

Более дешевым способом улучшения показателей работы системы электроснабжения участков переменного тока является применение системы тягового электроснабжения 2×25 кВ (рис. 1.8), где используется существующее оборудование и электроподвижной состав, рассчитанные на 25 кВ, но с передачей значительной части энергии электровозам при напряжении 50 кВ [8]. Один из основных элементов системы — автотрансформатор (АТ). Такая система электроснабжения называется также автотрансформаторной [19]. Система электроснабжения с автотрансформаторами впервые была использована в США в 1913 г. Напряжение между контактной сетью и дополнительным проводом составляло 33 кВ. Более широкое применение с 1962 г. она нашла в Японии на скоростных магистралях, но уже с напряжением между контактной сетью и дополнительным проводом 50 кВ [8]. В России отдельные участки, электрифицированные по системе 2×25 кВ, имеются на Московской и Горьковской железных дорогах и Байкало-Амурской магистрали.

Система тягового электроснабжения 2×25 кВ — трехпроводная, включает в себя контактную сеть, рельсы и дополнительный (питающий) провод, который подвешивается на опорах контактной сети (рис. 1.8).

На тяговых подстанциях устанавливаются специальные трансформаторы, имеющие расщепленную вторичную обмотку, каждая половина которой имеет номинальное напряжение 27,5 кВ. Средняя точка вторичной обмотки присоединяется к рельсам, а два оставшихся свободных вывода по одному присоединяются к дополнительному проводу и контактной сети (см. рис. 1.8). Таким образом, номинальное напряжение на зажимах вторичной обмотки 55 кВ, расчетное напряжение между контактной сетью и дополнительным проводом на межподстанционной зоне 50 кВ, а между контактной сетью и рельсом и дополнительным проводом и рельсом 25 кВ. На межподстанционной зоне появляется дополнительный элемент в виде автотрансформатора (АТ) с коэффициентом трансформации, равным 2. Его первичная обмотка подключается к дополнительному проводу и к контактной сети. На нее подается напряжение 50 кВ. Вторичная обмотка АТ напряжением 25 кВ присоединяется к контактной сети и рельсам (см. рис. 1.8). На межподстанционной зоне автотрансформаторы устанавливаются на расстоянии 7–25 км друг от друга [8].

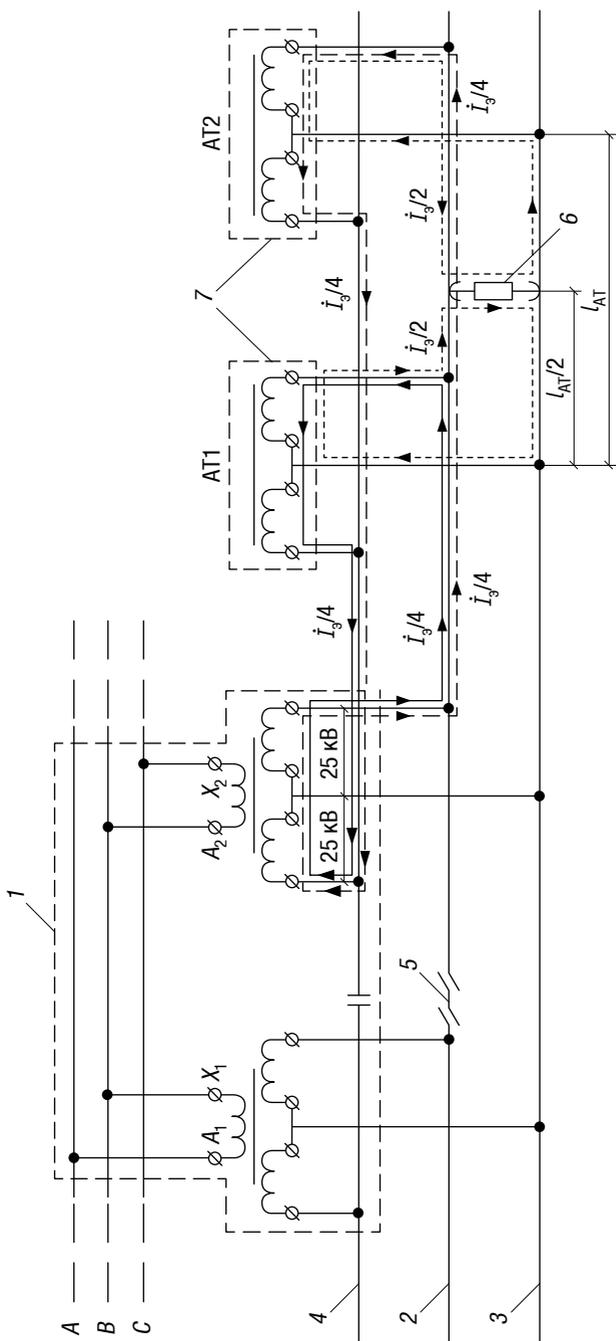


Рис. 1.8. Принципиальная схема системы электроснабжения 2×25 кВ:

- 1 — тяговая подстанция, 2 — контактная сеть, 3 — рельсы,
- 4 — дополнительный (питающий) провод, 5 — нейтральная вставка,
- 6 — электропровод, 7 — автотрансформаторы

Рассмотрим случай одностороннего питания нагрузки при наличии на зоне двух автотрансформаторов АТ1 и АТ2, расположенных на расстоянии $l_{\text{АТ}}$ друг от друга (см. рис. 1.8). Пусть нагрузка (электровоз) находится в средней точке между ними. Рассмотрим характер токораспределения в приведенной схеме питания при допущении, что АТ1 и АТ2 представляют собой своеобразные тяговые подстанции, получающие питание напряжением 50 кВ от основной тяговой подстанции. Так как электровоз, потребляющий ток I_3 , находится в средней точке между АТ1 и АТ2, то его ток будет делиться пополам между вторичными обмотками автотрансформаторов. Цепи протекания этих токов, равных $I_3/2$, выделены мелким пунктиром (см. рис. 1.8). Ток первичной обмотки АТ1 напряжением 50 кВ будет в 2 раза меньше, чем ток вторичной обмотки, имеющей напряжение 25 кВ. Сплошной линией выделен контур, по которому протекает ток, равный $I_3/4$. Точно такой же ток будет протекать по первичной обмотке АТ2. Контур его протекания выделен пунктирной линией (см. рис. 1.8). Чтобы определить ток в контактной сети, протекающий на ее отдельных участках на расстоянии от тяговой подстанции (ТП) до автотрансформатора АТ2, просуммируем без большой погрешности алгебраически все составляющие токов, приходящиеся на тот или иной участок контактной сети.

Для наглядности сравнения токораспределения в рассматриваемой системе тягового электроснабжения с токораспределением в других системах электроснабжения приведем таблицу, в которой укажем, какой величины токи протекают на отдельных участках контактной сети при различных системах, табл. 1.1.

Таблица 1.1

Значения токов на отдельных участках контактной сети при различных системах тягового электроснабжения

Участок контактной сети	Система электроснабжения		
	25 кВ	2×25 кВ	50 кВ
ТП — АТ 1	I_3	$I_3/2$	$I_3/2$
АТ 1 — электровоз	I_3	$3/4I_3$	$I_3/2$
Электровоз — АТ 2	—	$1/4I_3$	—

Из данных табл. 1.1 следует, что система 2×25 кВ по величине токов в контактной сети занимает промежуточное положение между системами электроснабжения 25 и 50 кВ. Естественно, что при системе электроснабжения 50 кВ токи в контактной сети наименьшие на всем протяжении от тяговой подстанции до электровоза. Они в 2 раза меньше, чем при системе 25 кВ. Следует отметить, что при нескольких автотрансформаторах на зоне питания по мере удаления электровоза от тяговой подстанции число участков контактной сети с токами, уменьшенными по сравнению с системой электроснабжения 25 кВ в 2 раза, будет увеличиваться. Соответственно будет увеличиваться и эффективность системы 2×25 кВ. В схеме двустороннего питания контактной сети питание электровозов происходит так же, как и в схеме одностороннего питания контактной сети, только питание автотрансформаторов осуществляется от обеих тяговых подстанций. Конечно, в действительных условиях эксплуатации передача энергии электровозам производится как при напряжении 50 кВ, так и частично при напряжении 25 кВ по контактной сети — рельсы.

Достоинства системы тягового электроснабжения 2×25 кВ по сравнению с системой электроснабжения 25 кВ:

- меньше ток в контактной сети и полное сопротивление тяговой сети из-за снижения его индуктивной составляющей вследствие примерно одинаковых токов в контактной сети и дополнительном проводе, направленных встречно. В результате уменьшаются потери напряжения и мощности в тяговой сети, увеличивается напряжение на токоприемнике электровозов. Расстояния между тяговыми подстанциями возрастают до 80–100 км [8];
- возможность независимого регулирования напряжения по плечам питания тяговой подстанции (если сравнивать с системой 25 кВ при установке на тяговых подстанциях трехфазных трансформаторов);
- значительно меньшее магнитное влияние на линии связи, так как токи в контактной сети и дополнительном проводе приблизительно равны и направлены в разные стороны. Опасные напряжения, наводимые на линии связи, уменьшаются в 11 раз, а мешающее влияние — 6,5 раза [8].

Система тягового электроснабжения 2×25 кВ имеет и свои недостатки:

- подвеска специального дополнительного (питающего) провода практически того же сечения, что и контактная подвеска, с изоляцией на 25 кВ;
- установка достаточно большого числа линейных автотрансформаторов, увеличение количества трансформаторов на тяговых подстанциях до трех, один из которых является постоянно резервным;
- некоторые затруднения с питанием нетяговых потребителей, для их питания, как правило, устанавливаются дополнительно трехфазные трансформаторы;
- дополнительные потери электроэнергии в линейных автотрансформаторах, постоянно подключенных к контактной подвеске, дополнительному проводу и рельсам;
- некоторые затруднения при защите контактной сети и автотрансформаторов от токов короткого замыкания;
- уменьшение количества тяговых подстанций на участке может привести к некоторому увеличению несимметрии токов в ЛЭП, так как труднее будет осуществить законченный цикл схемы «встречного винта».

Система тягового электроснабжения 2×25 кВ для участков, уже электрифицированных по системе 25 кВ, может рассматриваться как способ усиления системы, если применение системы тягового электроснабжения с ЭУП не обеспечивает необходимых технико-экономических показателей работы или действующая система электроснабжения с ЭУП исчерпала себя.

1.6. Система тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных подстанциях

Как известно, один из существенных недостатков системы электроснабжения переменного тока — это несимметричная нагрузка фаз ЛЭП. Возникающая несимметрия токов приводит к появлению и несимметрии напряжений в ЛЭП, что отрицательно сказывается на работе генераторов электростанций и потребителей электроэнергии от ЛЭП (см. гл. 9). Показателем качества электроэнергии в соответствии с действующим ГОСТ 13109-97 является коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (см. гл. 8). Несоблюдение требований к качеству электроэнергии приводит к значительному экономическому ущербу.

Ущерб от недопустимой несимметрии токов и напряжений составляет около 25–30 миллиардов рублей в год [9]. Введены штрафные санкции за нарушение норм по любому показателю качества электроэнергии в виде надбавок к тарифу, достигающих 10 %. Применительно к средней тяговой подстанции с переработкой до 30 миллионов киловатт часов в год добавка за нарушение норм по коэффициенту несимметрии напряжений может составлять около 4,5 миллионов рублей в год [9].

Система тягового электроснабжения, использующая симметрирующие трансформаторы на отдельных тяговых подстанциях, которые предложено называть опорными [9], в отличие от всех рассмотренных ранее систем, помимо основной задачи — обеспечение питания тяговых нагрузок, решает задачу по улучшению качества электроэнергии во внешней части системы электроснабжения за счет существенного уменьшения несимметрии токов в ЛЭП, создаваемой тяговой нагрузкой. Повышение качества предлагается осуществить за счет резкого сокращения на участке числа тяговых подстанций, имеющих непосредственный выход во внешнюю часть системы, использования трансформаторов, обладающих эффектом Скотта (угол между векторами напряжений на вторичной стороне трансформатора 90°), и существующей зависимости величины, создаваемой несимметрии токов в трехфазной цепи тяговой подстанцией, от степени равномерности загрузки ее плеч. Как известно, несимметрия токов, обусловленная тяговой подстанцией, уменьшается с увеличением степени равномерности загрузки ее плеч питания [5].

При построении рассматриваемой системы электроснабжения, как уже было отмечено, выделяют так называемые опорные (питающие) тяговые подстанции, которые подключаются непосредственно к ЛЭП 110 (220) кВ. На таких подстанциях устанавливают специальные тяговые трансформаторы мощностью 63 (80 МВА), на вторичной стороне которых два вектора напряжения 27,5 кВ и два вектора напряжения 66,4 кВ сдвинуты относительно друг друга на 90° [9]. На вторичной стороне трансформатор имеет 5 выводов, рис. 1.9.

Пять выводов на вторичной стороне трансформатора позволяют обеспечить следующие уровни напряжения (см. рис. 1.9):

$$U_{1-5} = U_{3-5} = 27,5 \text{ кВ}, U_{2-5} = U_{4-5} = 66,4 \text{ кВ},$$

$$U_{1-2} = U_{3-4} = 93,9 \text{ кВ}. \quad (1.1)$$

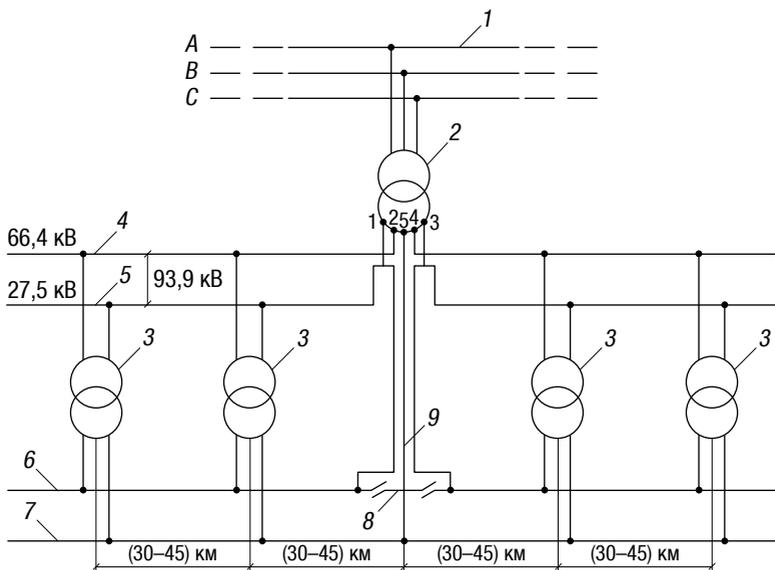


Рис. 1.9. Упрощенная принципиальная схема системы электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных тяговых подстанциях:

1 — трехфазная ЛЭП, 2 — опорная тяговая подстанция, 3 — промежуточные тяговые подстанции, 4 — первый дополнительный провод, 5 — второй дополнительный провод, 6 — контактная сеть, 7 — рельсы, 8 — нейтральная вставка, 9 — отсасывающая линия опорной тяговой подстанции

Сдвиг по фазе между указанными напряжениями \dot{U}_{1-5} и \dot{U}_{3-5} ; \dot{U}_{2-5} и \dot{U}_{4-5} ; \dot{U}_{1-2} и \dot{U}_{3-4} составляет 90° [9].

Вдоль полотна железной дороги прокладываются два дополнительных провода, образующие продольную линию электроснабжения. На первый из них подается напряжение 66,4 кВ, на второй — 27,5 кВ (см. рис. 1.9). От опорной подстанции получают питание контактная сеть на 27,5 кВ и продольные линии электроснабжения на 93,9 кВ. От линии продольного электроснабжения питаются промежуточные тяговые подстанции с однофазными трансформаторами мощностью 16 (25) МВА с расстояниями между ними 30–45 км. Расстояние между опорными тяговыми подстанциями, имеющими выход в сеть общего назначения, составляет 300–350 км [9].

Известно, что схема Скотта обладает лучшими показателями по несимметрии токов по сравнению со схемой с трехфазным трансформатором и схемой открытого треугольника [5]. Но при значительной неравномерности нагрузок по плечам питания тяговой

подстанции ее показатели по величине несимметрии токов несущественно лучше, поэтому эффективность рассматриваемой системы электроснабжения во многом зависит от того, насколько токи плеч питания опорных подстанций будут близки. Надо отметить, что при такой системе создаются предпосылки для определенного выравнивания токов по плечам питания опорных тяговых подстанций за счет того, что между опорными подстанциями находится достаточно большое число промежуточных подстанций, питающихся от линии продольного электроснабжения 93,9 кВ.

На опорных тяговых подстанциях устанавливаются по два трансформатора. Что же касается промежуточных подстанций, то установка на них по одному однофазному трансформатору приведет к определенным трудностям в обеспечении качественного электроснабжения поездов и нормальной работы системы в случае выхода из работы трансформатора одной из подстанций. В рассматриваемой системе электроснабжения затруднения возникают и при питании нетяговых потребителей. Для их питания на опорных тяговых подстанциях необходимо устанавливать трехфазные трансформаторы, а от промежуточных тяговых подстанций могут питаться только однофазные нетяговые потребители.

Считается, что систему тягового электроснабжения с симметрирующими трансформаторами на опорных подстанциях целесообразно применять при электрификации линий при относительно слаборазвитой конфигурации ЛЭП в районе трассы железной дороги.

1.7. Схемы присоединения тяговых подстанций к линиям электропередачи

Электрифицированные железные дороги как потребитель электрической энергии относятся к потребителям первой категории, поскольку перерыв в их работе приносит значительный ущерб всем отраслям производства. Выход из работы одной подстанции (секции шин) энергосистемы или питающей линии не должен приводить к отключению тяговой подстанции [2]. Для этого тяговые подстанции должны иметь, как правило, двустороннее питание от двух подстанций энергосистемы или по двум радиальным линиям от разных систем шин одной подстанции энергосистемы, имеющей не менее двух источников питания. По двухцепной ту-

пиковой воздушной линии электропередачи допускается питание не более одной тяговой подстанции [2].

Различают три основные схемы двустороннего питания тяговых подстанций от линий электропередачи (ЛЭП):

- по одноцепным ЛЭП;
- двухцепным ЛЭП (подвешивание обеих цепей на общих опорах);
- двум одноцепным ЛЭП (каждая ЛЭП на своих опорах).

При построении схемы питания тяговых подстанций от ЛЭП учитывают, что тяговая подстанция может быть опорной (подстанция, получающая питание от сети внешней части системы электроснабжения по трем и более линиям электропередачи) или промежуточной. Последняя может быть либо отпаечной, получающей питание по ответвлениям от ЛЭП, либо транзитной, включенной в рассечку ЛЭП. Число промежуточных подстанций между двумя опорными определяется требованием обеспечения необходимой надежности их работы.

При двустороннем питании подстанций по одноцепной ЛЭП число промежуточных подстанций (в том числе подстанций, не питающих тягу), включаемых в рассечку ЛЭП между опорными подстанциями, как правило, не должно быть более трех [2], рис. 1.10. Присоединение тяговых подстанций к одноцепной ЛЭП на ответвлениях не допускается.

От двухцепной ЛЭП на участке между двумя опорными тяговыми подстанциями рекомендуется обеспечивать питание следующего числа промежуточных подстанций (включая подстанции, не питающие тягу) [2]:

- для ЛЭП 220 кВ — не более пяти при электрической тяге как на постоянном, так и на переменном токе, рис. 1.11, 1.12;
- ЛЭП 110 кВ — не более пяти при электрической тяге на постоянном токе и трех — на переменном токе (см. рис. 1.11, 1.12). Присоединение тяговых подстанций к двухцепной ЛЭП на ответвлениях не допускается.

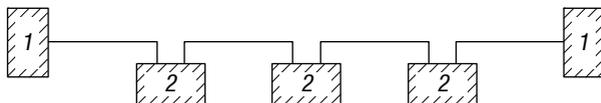


Рис. 1.10. Схема питания тяговых подстанций по одноцепным ЛЭП:

- 1 — опорная тяговая подстанция;
- 2 — транзитная тяговая подстанция

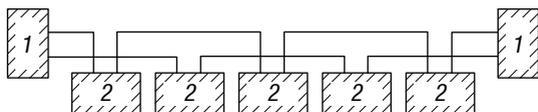
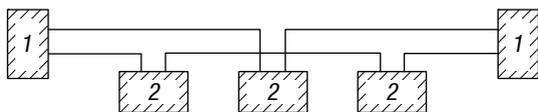


Рис. 1.11. Схемы питания тяговых подстанций по двухцепным ЛЭП на общих опорах:
1 — опорная подстанция; 2 — транзитная подстанция

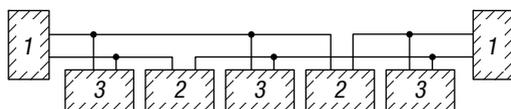
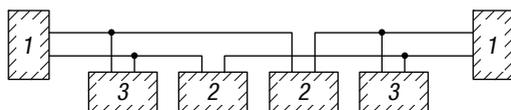
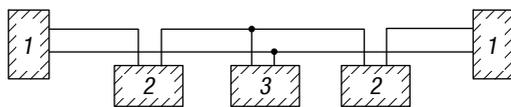


Рис. 1.12. Схема питания тяговых подстанций по двум одноцепным ЛЭП:
1 — опорная подстанция; 2 — транзитная подстанция;
3 — отпаечная подстанция

При питании тяговых подстанций от двух одноцепных ЛЭП допускается часть промежуточных подстанций присоединять к ЛЭП на ответвлениях (отпайках), рис. 1.12. Отпаечные и транзитные подстанции между двумя опорными должны чередоваться так, чтобы при любом повреждении на ЛЭП (даже выход из строя двух цепей линии) отключалось не более одной подстанции. Рекомендуемое число промежуточных подстанций для этого случая, такое же, как и в случае питания от двухцепной. Схемы питания для различного числа промежуточных подстанций между двумя опорными приведены на рис. 1.12.

1.8. Схемы питания контактной сети

Существуют различные схемы питания контактной сети.

Выбор схемы питания контактной сети — это значит:

1. Решить задачу по выбору раздельной или параллельной работы тяговых подстанций на рассматриваемый участок контактной сети.

2. Определить число поперечных соединений между контактными подвесками смежных путей на зоне между двумя соседними тяговыми подстанциями на двухпутных и многопутных участках.

С точки зрения **совместной работы тяговых подстанций на контактную сеть** различают схемы одностороннего и двустороннего питания. Под схемой одностороннего питания понимают схему, при которой определенный участок контактной сети получает питание только от одной подстанции (с одной стороны), рис. 1.13, *а*. В схеме двустороннего питания определенный участок контактной сети, как правило, получает питание от двух тяговых подстанций (с двух сторон), рис. 1.13, *б*.

В схеме одностороннего питания (рис. 1.13, *а*) провода контактной сети, как правило, приблизительно в середине участка, между тяговыми подстанциями, разделяют на две секции. Каждая секция питается от одной подстанции через свою питающую линию (фидер). При нахождении электровоза между тяговой подстанцией А и секционирующим устройством *б* (средняя точка между подстанциями А и Б) его питание осуществляется только от подстанции А, рис. 1.13, *а*.

В схеме двустороннего питания (рис. 1.13, *б*) нагрузка электровоза I делится между подстанциями, т.е. $I = I_A + I_B$.

В рассмотренных схемах питания каждая часть участка получает питание либо от одного конкретного фидера (см. рис. 1.13, *а*), либо от двух определенных фидеров (см. рис. 1.13, *б*). Часть участка контактной сети, в пределах которого электровоз получает питание от одного фидера (см. рис. 1.13, *а*) или от одних и тех же фидеров (см. рис. 1.13, *б*), называется фидерной зоной. Часто фидерную зону при двустороннем питании контактной сети называют межподстанционной зоной. Часть участка контактной сети, получающая питание от рассматриваемой подстанции, независимо от того, питают ли эту часть участка другие подстанции, называется подстанционной зоной данной подстанции (см. рис. 1.13).

Каждая из рассмотренных схем питания имеет свои достоинства. К достоинствам схемы двустороннего питания по сравнению со схемой одностороннего питания относят:

- более равномерную загрузку тяговых подстанций и контактной сети во времени, что уменьшает нагрев проводов контактной подвески и оборудования подстанций, так как он зависит от степени неравномерности нагрузки;
- меньшие токи в контактной сети, что приводит к снижению потерь напряжения и мощности в ней при примерно одинаковых напряжениях на шинах смежных тяговых подстанций;
- высокую надежность обеспечения питания тяговых нагрузок (в случае выхода из работы одной из тяговых подстанций питание может временно осуществляться от другой тяговой подстанции рассматриваемой фидерной зоны);
- снижение влияния на линии связи и на электрокоррозию подземных металлических сооружений, так как токи в контактной сети и рельсах меньше, чем при одностороннем питании.

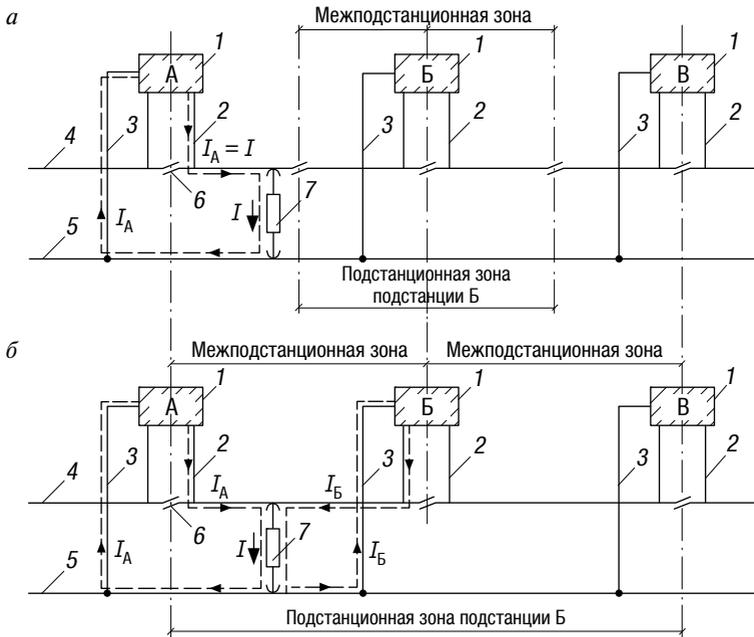


Рис. 1.13. Схемы питания контактной сети:

а — одностороннее; *б* — двустороннее; 1 — тяговая подстанция, 2 — питающая линия тяговой подстанции, 3 — отсасывающая линия тяговой подстанции, 4 — контактная сеть, 5 — рельсы, 6 — секционирующее устройство (изолирующий воздушный промежуток на участках постоянного тока, нейтральная вставка на участках переменного тока), 7 — электроподвижной состав

Достоинства схемы одностороннего питания:

- повреждения, вызывающие короткие замыкания в тяговой сети, приводят к отключению меньшей части участка между тяговыми подстанциями, так как длина фидерной зоны при одностороннем питании короче;
- легче осуществить защиту от токов короткого замыкания в тяговой сети из-за меньшей длины фидерной зоны;
- если напряжения на шинах смежных подстанций существенно различны как по величине (участки постоянного и переменного тока), так и по фазе (участки переменного тока), то схема одностороннего питания может оказаться предпочтительнее по потерям мощности в тяговой сети, так как при двустороннем питании будут иметь место дополнительные потери мощности, обусловленные возникновением уравнивающих токов между смежными тяговыми подстанциями.

На железных дорогах России применяют схему двустороннего питания контактной сети. Схему одностороннего питания используют в виде исключения и обычно на конечных участках или небольших ответвлениях от основных магистралей [5]. В отдельных странах, и как правило, на участках переменного тока в основном применяют схему одностороннего питания.

С точки зрения **совместной работы контактных подвесок смежных путей** на двухпутных и многопутных участках различают следующие схемы их соединения (схемы питания): раздельную, узловую и параллельную. При раздельной схеме контактные подвески смежных путей работают независимо друг от друга, раздельно, рис. 1.14, *а*. При узловой схеме примерно в средней части фидерной зоны между контактными подвесками появляется общая точка (узел), выполненная с помощью специального устройства, которое носит название пост секционирования (ПСК, более подробно о нем в гл. 22), рис. 1.14, *б*. При параллельной схеме питания появляются дополнительные перемычки, которые называются пунктами параллельного соединения (ППС, более подробно об этом элементе в гл. 22), рис. 1.14, *в*. Их число может быть различно, от 1 до 6 [5]. Но чаще на фидерной зоне устанавливают два ППС. При установке ППС происходит как бы запараллеливание контактных подвесок путей.

Какая часть тока электрического локомотива I протекает на участке между левой тяговой подстанцией и локомотивом в различных схемах питания контактной сети при расположении поста

секционирования в средней точке фидерной зоны, а пункта параллельного соединения на расстоянии $\frac{1}{4}$ длины фидерной зоны l от тяговой подстанции, показано на рис. 1.10. Нетрудно видеть, что при переходе от раздельной схемы к узловой, а затем к параллельной происходит последовательное уменьшение тока, протекающего на рассматриваемом участке, потому что при узловой и параллельной схемах питание нагрузки I происходит не с двух сторон, а с четырех (направление протекания тока на отдельных участках фидерной зоны показано стрелками).

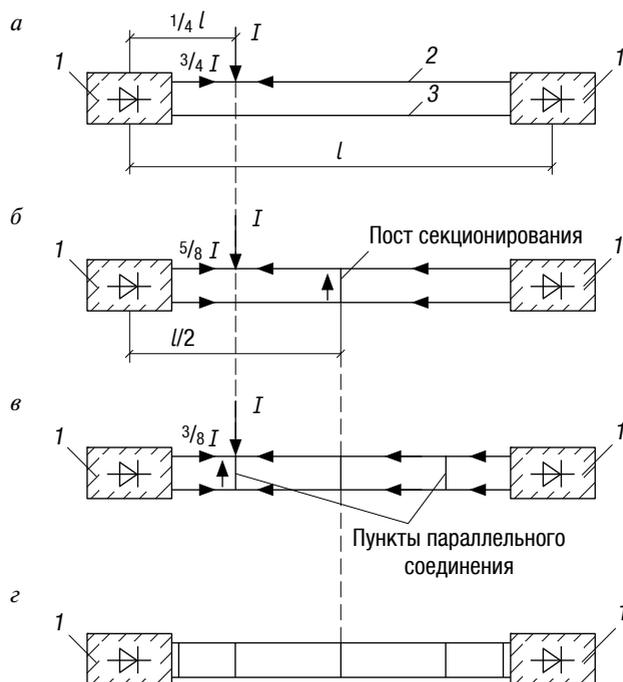


Рис. 1.14. Схемы питания контактной сети двухпутного участка:

a — раздельная, *б* — узловая, *в* — параллельная, *г* — полное параллельное соединение; I — тяговая подстанция, 2 — контактная подвеска первого пути, 3 — контактная подвеска второго пути

Поперечные соединения между контактными подвесками смежных путей приводят к более равномерной их загрузке, уменьшая тем самым потери напряжения до токоприемников электровазов на наиболее загруженном пути и потери мощности в контакт-

ной сети. Сечения контактных подвесок в узловой и параллельной схемах питания получаются меньше, чем в раздельной. Кроме того, улучшаются условия рекуперации энергии (увеличиваются ток и энергия рекуперации), облегчается передача энергии от рекуперирующего электровоза к электровозу, который следует в тяговом режиме по другому пути. Кривые изменения относительной потери напряжения $\Delta U/\Delta U_0$ до токоприемника электровоза при движении его по одному из путей межподстанционной зоны постоянного тока для различных схем питания (см. рис. 1.14) (ΔU — текущее значение потери напряжения, ΔU_0 — максимальное значение потери напряжения при параллельной схеме

питания, имеющее место до средней точки межподстанционной зоны), приведены на рис. 1.15. Обращает на себя внимание достаточно своеобразный характер изменения кривой потери напряжения в узловой схеме питания (максимум потери напряжения имеет место не в средней точке фидерной зоны, как для остальных схем питания, а несколько сдвинут от нее в обе стороны).

Степень уменьшения потери напряжения на наиболее нагруженном пути и потери мощности в контактной сети при введении поперечных соединений между контактными подвесками зависит от ряда факторов: соотношения расходов энергии поездами на первом и втором путях, взаимной конфигурации кривой тока поезда на этих путях, степени использования пропускной способности участка, разнотипности поездов, характера изменения тока поездов, числа поперечных соединений, их расположения, соотношения сопротивлений контактных подвесок смежных путей. В условиях эксплуатации число поездов, одновременно находящихся на путях, и их токи непрерывно изменяются. В среднем уменьшение потери мощности в контактной сети на участках постоянного тока при переходе с раздельной схемы питания на узловую составляет 12–14%,

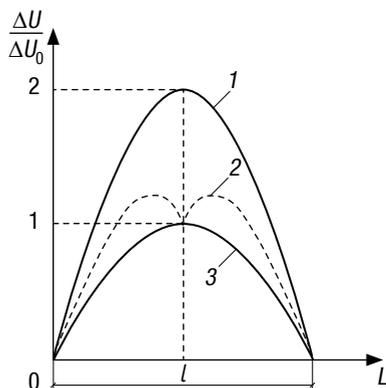


Рис. 1.15. Кривые изменения относительной потери напряжения на токоприемнике электровоза при движении его по межподстанционной зоне участка постоянного тока для различных схем питания:
 1 — раздельная схема,
 2 — узловая схема,
 3 — параллельная схема

а при переходе на параллельную (ПСК и два ППС) — 20–22 %. Дальнейшее увеличение числа поперечных соединений малоэффективно. Так, при пяти поперечных соединениях (ПСК и 4 ППС) уменьшение потери мощности составляет только 24–28 % [5]. На участках переменного тока эффективность применения поперечных соединений несколько меньше. Так, для одной перемещающейся нагрузки по одному из путей при переходе от раздельной схемы к параллельной (см. рис. 1.14, а, 1.14, в) максимальная потеря напряжения в тяговой сети уменьшается на 37 %, а на постоянном токе — вдвое (см. рис. 1.15). Потери мощности при переходе от раздельной схемы к узловой и от узловой к параллельной снижаются примерно в 1,5 раза меньше, чем при постоянном токе [5]. Это объясняется тем, что на участках переменного тока вместо омического сопротивления тяговой сети, которое имеет место на участках постоянного тока, приходится иметь дело с активным и индуктивным сопротивлениями, а также взаимоиндуктивностью контактных подвесок.

Помимо указанных схем питания различают еще схему полного параллельного соединения, когда ППС устанавливают в непосредственной близости от тяговых подстанций (см. рис. 1.14, з), а в отдельных случаях и около поста секционирования. Эти ППС не влияют на величину потерь мощности в контактной сети, а устанавливаются с целью обеспечения перераспределения нагрузок между выключателями фидеров, что стабилизирует работу защиты от токов короткого замыкания в тяговой сети и повышает ее пропускную способность по максимальным нагрузкам.

1.9. Стыкование участков с различными системами тока или с различным уровнем напряжения в тяговой сети

При применении одной и той же системы тока, но при различных напряжениях в тяговой сети или при различных системах тока на смежных участках электрифицированных железных дорог возникает проблема, связанная со следованием поездов с одного участка на другой.

При применении на обоих участках одного рода тока, но с различным напряжением в тяговой сети (обычно на дорогах постоянного тока) проблема решается достаточно просто. Стыкование участков лучше осуществлять на одной из станций, питание которой можно производить меньшим напряжением. Отделение

этой станции от перегона с большим напряжением производится при помощи нейтральной вставки, которую электровоз проходит на «выбеге». При таком способе стыкования локомотивы низшего напряжения будут приниматься на станцию при нормальном напряжении. Электроподвижной состав, прибывающий со смежного участка, на станции будет двигаться под более низким напряжением, т.е. с меньшей скоростью, что на путях станции не играет существенной роли [5].

Значительно сложнее стыкование электрифицированных участков с различными системами тока. В этом случае возможны два способа стыкования: либо при помощи станций стыкования, предполагающих устройство на них специальных пунктов с переключением питания отдельных секций контактной сети на этих станциях, либо с использованием электровозов двойного питания (в общем случае многосистемных электровозов) [6].

На дорогах России получили распространение станции стыкования: их на сети насчитывается около 25. Основными элементами станции стыкования являются пункты группировки и переключаемые секции контактной сети. Упрощенная принципиальная схема питания и секционирования контактной сети станции стыкования приведена на рис. 1.16.

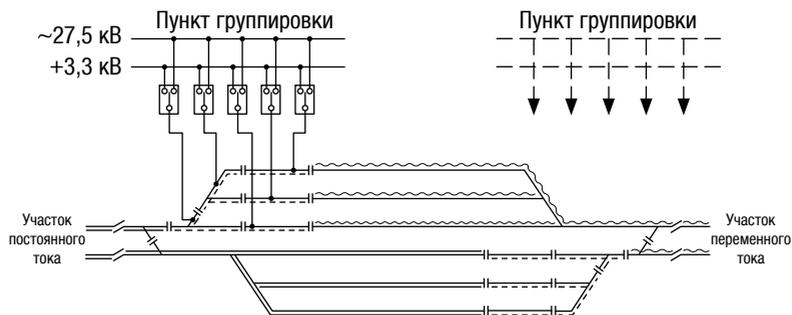


Рис. 1.16. Упрощенная принципиальная схема питания и секционирования контактной сети станции стыкования:
 ——— — секции постоянного тока; ~~~~ — секции переменного тока;
 - - - - - — переключаемые секции

На станции стыкования различают три вида секций контактной сети: постоянного тока, переменного тока и переключаемые (см. рис. 1.16). На последние подается либо постоянное, либо переменное напряжение в зависимости от того, какой электроподвижной

состав (постоянного или переменного тока) прибывает на данные секции контактной сети.

Пункты группировки устанавливаются, как правило, в горловинах станций и служат для подачи постоянного или переменного напряжения на переключаемые секции контактной сети. Они представляют собой группу переключателей и систему из двух шин: постоянного напряжения 3,3 кВ и переменного 27,5 кВ. Питание шин осуществляется от тяговой подстанции, расположенной на станции стыкования. Положение переключателей модульного типа с вакуумными камерами (время переключения не более 3 с) определяется видом напряжения, которое следует подать на ту или иную переключаемую секцию контактной сети.

При втором способе стыкования используются многосистемные электровозы, работающие при различных системах электропитания [6]. В Западной Европе используются четырехсистемные электровозы (на 1,5 и 3 кВ при постоянном напряжении, 25 кВ при частоте 50 Гц, 15 кВ при частоте $16\frac{2}{3}$ Гц), трех- и двухсистемные, в Японии — трех- и двухсистемные).

В России применяют двухсистемные электровозы (электровозы двойного питания), работающие при системе постоянного тока напряжением 3 кВ и системе переменного тока напряжением 25 кВ (пассажирские электровозы ЭП10, ЭП20 и грузовой ВЛ-82). Применение электровозов двойного питания считается оправданным в пассажирском движении, когда особенно важна скорость доставки (при замене электровоза поезда на станции стыкования потеря во времени составляет около 40 мин) [6].

Глава 2

СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА К ВНЕШНЕЙ И ТЯГОВОЙ СЕТЯМ

На тяговых подстанциях переменного тока для питания тяговых нагрузок могут применяться как однофазные, так и трехфазные трансформаторы. Типы трансформаторов и схемы соединения их обмоток, схемы присоединения трансформаторов к внешней и тяговой сетям тесно связаны между собой. В настоящее время на большинстве тяговых подстанций переменного тока применяются трехфазные трансформаторы.

2.1. Тяговые подстанции с трехфазными трансформаторами

Трехфазные трансформаторы, устанавливаемые для питания тяговых нагрузок, как правило, трехобмоточные со схемой соединения обмоток $Y/Y/\Delta$ -0-11 или $Y/\Delta/\Delta$ -11-11. Одна из обмоток низшего напряжения предназначена для питания нетяговой нагрузки и соединяется либо в звезду при напряжении 35 кВ, либо в треугольник при напряжении 10 (6) кВ. Обмотка для питания тяговой нагрузки напряжением 27,5 кВ всегда соединена в треугольник.

Одиночная тяговая подстанция. Для случая одиночной тяговой подстанции ее схема присоединения к внешней и тяговой сетям приведена на рис. 2.1. (обмотка для питания нетяговой нагрузки не изображена).

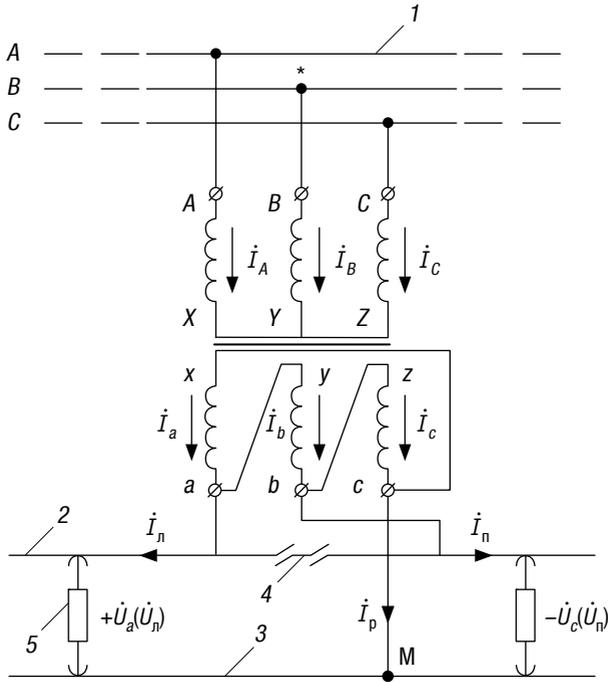


Рис. 2.1. Схема питания тяговой сети однофазного тока с помощью трехфазного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ-11:

1 — трехфазная ЛЭП, 2 — контактная сеть,
3 — рельсы, 4 — нейтральная вставка, 5 — электровоз

На рассматриваемой подстанции выводы первичной обмотки трансформатора присоединяются к фазам ЛЭП в соответствии с их заводской маркировкой, т.е. фаза *A* трансформатора присоединяется к фазе *A* ЛЭП, фаза *B* — к фазе *B* ЛЭП и фаза *C* трансформатора — к фазе *C* ЛЭП. Токи левого и правого плеч питания тяговой подстанции обозначены соответственно как $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$, ток в отсасывающей линии — $\dot{I}_р$. Направление протекания указанных токов приняты исходя из того, что вторичная обмотка может рассматриваться как своеобразный генератор, от которого ток про-

текает к тяговой нагрузке (электровозам). Появление токов $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$ приводит к протеканию токов в фазах вторичной ($\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$) и первичной ($\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$) обмоток трансформатора и в фазах ЛЭП (см. рис. 2.1).

Векторная диаграмма фазных и линейных ЭДС для первичной и тяговой обмоток трансформатора приведена на рис. 2.2. Она построена исходя из того, что обе обмотки намотаны одинаково (в одну сторону) и имеют одинаковую маркировку выводов. Из диаграммы видно, что сдвиг между одноименными векторами линейных ЭДС первичной и тяговой обмоток составляет $330^\circ (11 \times 30^\circ)$, т.е. рассматриваемый трехфазный трансформатор имеет одиннадцатую группу соединения обмоток.

При рассмотрении работы любой тяговой подстанции переменного тока с трехфазными трансформаторами необходимо учитывать характерные особенности условий работы тяговых трехфазных трансформаторов:

1. В России на всех тяговых подстанциях переменного тока к рельсам на стороне 27,5 кВ всегда присоединяется начало обмотки фазы c , а не фаза c . Это не одно и то же, так как от трехфазного трансформатора питаются не три, а только две однофазные нагрузки (в данном случае электровозы, находящиеся слева и справа от тяговой подстанции).

2. На тяговую сеть подаются напряжения только двух фаз трансформатора (системы): для тяговой подстанции это напряжение фазы a (напряжение левого плеча питания, обозначенное дополнительно как $\dot{U}_л$) и фазы c (напряжение правого плеча питания, обозначенное дополнительно как $\dot{U}_п$). Для того чтобы правильно определить фазу, напряжение которой подается на то или иное плечо питания, необходимо посмотреть, начало

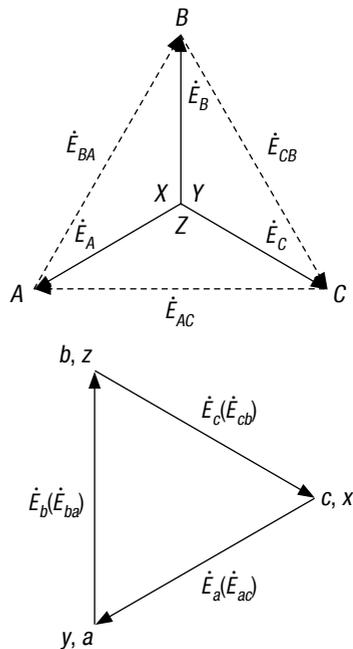


Рис. 2.2. Векторная диаграмма фазных и линейных ЭДС для первичной и тяговой обмоток трансформатора

и конец обмотки какой фазы присоединяются на рассматриваемое плечо питания (к контактной сети и рельсам или к рельсам и контактной сети). Напряжение третьей фазы (для рассматриваемой подстанции эта фаза b) приложено по концам нейтральной вставки (см. рис. 2.1).

Обращает на себя внимание тот факт, что условия подачи напряжения на плечи питания несколько разнятся. На левое плечо питания напряжение подается при присоединении начала обмотки фазы a к контактной сети, а на правом плече питания к контактной сети присоединяется конец обмотки фазы c . Для того чтобы различать эти два случая (при рассмотрении в дальнейшем целого ряда задач), вводится чисто условное правило: если на контактную сеть присоединяется начало обмотки той фазы, напряжение которой подается на плечо питания, то это напряжение на плече питания указывается со знаком «+», при присоединении к контактной сети конца обмотки фазы, напряжение которой подается на плечо питания, напряжение указывается со знаком «-» (см. рис. 2.1).

3. От трехфазного трансформатора питаются две однофазные нагрузки (два плеча питания). На тяговую сеть подается напряжение только двух фаз. Для рассматриваемой подстанции (см. рис. 2.1) это фазы a и c . Поэтому загрузка фаз трансформатора и соответственно ЛЭП (от этой подстанции) получается несимметричной. Токи во всех трех фазах, как правило, получаются различными, но одна из фаз оказывается явно недогруженной. Такой фазой является та, напряжение которой на тяговую сеть не подается. Для рассматриваемой подстанции это фаза b . Следует заметить, что при применении на тяговых подстанциях трансформаторов с одиннадцатой группой соединения обмоток и присоединении к рельсам начала обмотки фазы c менее нагруженной фазой трансформатора всегда будет фаза b по заводской маркировке и соответственно та фаза ЛЭП, к которой она присоединяется (на рис. 2.1 фаза выделена значком*). Данное обстоятельство в дальнейшем будет использовано при составлении схемы питания группы тяговых подстанций переменного тока от ЛЭП.

Токи плеч питания тяговой подстанции определяют величину тока ее отсасывающей линии \dot{I}_p . На основании первого закона Кирхгофа для точки M (см. рис. 2.1) можно записать, что $\dot{I}_p = -(\dot{I}_l + \dot{I}_n)$.

Векторная диаграмма напряжений и токов для стороны 27,5 кВ трехфазного трансформатора приведена на рис. 2.3.

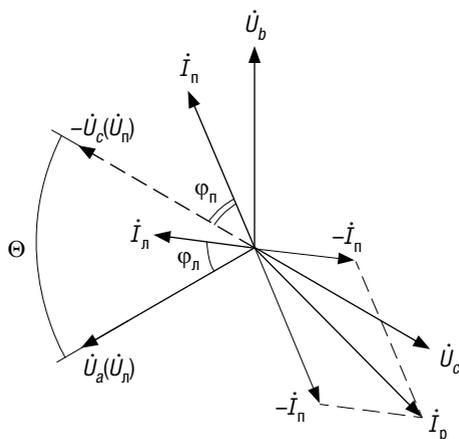


Рис. 2.3. Векторная диаграмма напряжений и токов для стороны 27,5 кВ трехфазного тягового трансформатора

На диаграмме приведены векторы фазных (линейных) напряжений тяговой обмотки трансформатора и токов плеч питания относительно соответствующих векторов напряжений. Положение векторов тока \dot{I}_l и \dot{I}_n определяется активно-индуктивным характером тяговой нагрузки и величиной углов φ_l и φ_n . Значения данных углов в рабочем режиме составляют 30–45°, в среднем принимаются равными 37° [5]. Для построения вектора тока отсасывающей линии \dot{I}_p используем вышеприведенное выражение для данного тока. Для оценки модуля этого тока, который, как правило, представляет интерес при проектировании и эксплуатации, может быть использовано простое выражение, получаемое на основе теоремы косинусов при рассмотрении тупоугольного треугольника со сторонами, равными I_l и I_n .

При одинаковых значениях углов φ_l и φ_n имеем

$$I_p^2 = I_l^2 + I_n^2 - 2I_l I_n \cos 120^\circ. \quad (2.1)$$

Получаем, что

$$I_p = \sqrt{I_l^2 + I_n^2 + I_l I_n}. \quad (2.2)$$

Угол между векторами напряжений плеч питания θ для тяговой подстанции с трехфазным трансформатором равен 60° (см. рис. 2.3).

Рассмотрим характер распределения токов плеч питания тяговой подстанции между фазами трансформатора, который определяет мощность трансформаторов, устанавливаемых на подстанции (см. гл. 10), а также режим напряжения на ее плечах (см. гл. 6). С этой целью для рассматриваемой подстанции (см. рис. 2.1) построим векторную диаграмму напряжений для тяговой обмотки, совместив ее с условной схемой питания нагрузок плеч питания подстанции, рис. 2.4.

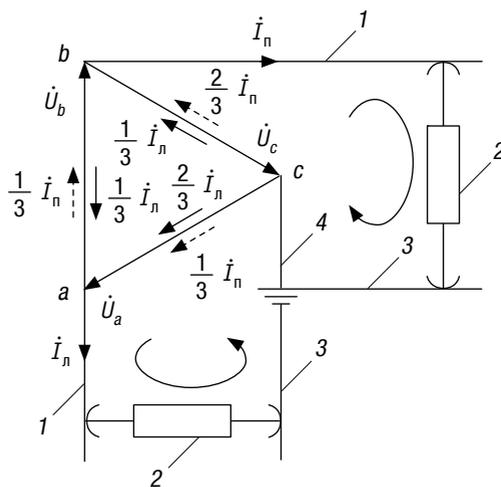


Рис. 2.4. Распределение токов плеч питания подстанции между фазами трансформатора:
 1 — контактная сеть, 2 — электровоз,
 3 — рельсы, 4 — отсасывающая линия

Для схемы соединения обмоток Y/Δ (или $Y/Y/\Delta$) каждую фазу трансформатора и при несимметричной нагрузке можно рассматривать независимо от других. Поэтому распределение нагрузок на вторичной стороне между фазами трансформатора определяется только соотношением сопротивлений обмоток. Покажем, как распределяется ток левого плеча питания подстанции между фазами тяговой обмотки трансформатора. Направление протекания тока в контуре левого плеча питания (контактная сеть, электровоз, рельсы, отсасывающая линия подстанции, обмотки трансформатора) выделено стрелкой (см. рис. 2.4). Нетрудно видеть, что

ток $\dot{I}_л$ в точке c делится между двумя ветвями: ca и cba . Сопротивление первой из них в 2 раза меньше, так как сопротивления обмоток всех трех фаз одинаковы. Из этого следует, что распределение тока $\dot{I}_л$ между указанными ветвями будет происходить в соотношении 2: 1, т.е. $\frac{2}{3}$ тока $\dot{I}_л$ придется на ветвь ca и $\frac{1}{3}$ на ветвь cba . Результирующий ток обмотки каждой фазы в векторной форме записи можно найти, просуммировав все токи, приходящиеся на ту или иную фазу. В конечном итоге получим следующие выражения в векторной форме для токов фаз, учитывая соответствующим знаком («+» или «-»), совпадает или нет направление вектора напряжения той или иной фазы с направлением токов, протекающих по обмотке фазы (см. рис. 2.4).

$$\begin{aligned}\dot{I}_a &= \frac{2}{3}\dot{I}_л + \frac{1}{3}\dot{I}_п; \\ \dot{I}_b &= \frac{1}{3}\dot{I}_п - \frac{1}{3}\dot{I}_л; \\ \dot{I}_c &= -\frac{2}{3}\dot{I}_п - \frac{1}{3}\dot{I}_л.\end{aligned}\tag{2.3}$$

Выражения (2.3) можно получить и на основе рис. 2.1, применяя первый закон Кирхгофа для выводов тяговой обмотки a и b [10].

$$\begin{aligned}\dot{I}_л &= \dot{I}_a - \dot{I}_b; \\ \dot{I}_п &= \dot{I}_b - \dot{I}_c.\end{aligned}\tag{2.4}$$

Учтем также, что

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0.\tag{2.5}$$

Решая систему уравнений, состоящую из выражений (2.4) и (2.5), относительно \dot{I}_a , \dot{I}_b и \dot{I}_c получим выражения (2.3).

Выражения (2.3) являются универсальными, т.е. могут быть применимы для любой тяговой подстанции переменного тока при известной схеме присоединения выводов первичной обмотки ее трансформатора A, B, C к фазам ЛЭП, а она может быть различной (см. рис. 2.6), и выводов тяговой обмотки a, b к контактной сети. Выражения (2.3) в приведенном виде справедливы для подстанции, изображенной на рис. 2.1. Для подстанций, подключаемых к ЛЭП и к контактной сети иначе, токи $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$ могут поменяться

местами так же, как и символы фаз токов в левой части выражений, которые будут определяться уже не заводской маркировкой выводов, а символом фазы ЛЭП, к которой происходит фактическое присоединение. На основе полученных выражений для токов \dot{I}_a , \dot{I}_b и \dot{I}_c можно сформулировать два правила, позволяющих сразу написать выражения (2.3) для любой схемы подключения тяговой подстанции переменного тока к ЛЭП и к контактной сети, не приводя схему распределения токов плеч питания (см. рис. 2.4) и не решая систему уравнений, состоящую из (2.4) и (2.5). Эти правила сводятся к следующему (при правильно определенных напряжениях, подаваемых на плечи питания):

1. На фазу трансформатора, напряжение которой подается на данное плечо питания, приходится $\frac{2}{3}$ тока этого плеча питания (левого или правого), а $\frac{1}{3}$ тока плеча питания протекает по двум другим фазам трансформатора.

2. Для фазы, напряжение которой подается на тяговую сеть со знаком «+», оба слагаемых в правой части выражения для тока берутся с таким же знаком. Если напряжение имеет место со знаком «-», то оба слагаемых в выражении для тока фазы указываются со знаком «-».

Полученные выражения (2.3) определяют токи фаз трансформатора в векторной форме записи. Они могут быть использованы для оценки модулей токов фаз, которые, как правило, и представляют интерес при проектировании и эксплуатации. Но для этого предварительно необходимо построить векторную диаграмму напряжений и токов для стороны 27,5 кВ (см. рис. 2.3), чтобы определить фазы векторов токов плеч питания для рассматриваемой подстанции. Найти модули токов фаз трансформатора можно, не строя указанную векторную диаграмму и не совершая вычислений с комплексными числами.

Для определения модулей токов фаз тяговой обмотки трансформатора подстанции, схема подключения которой приведена на рис. 2.1, построим векторную диаграмму напряжений и токов для тяговой обмотки трансформатора, используя выражение (2.3), рис. 2.5.

На диаграмме приведены векторы напряжений фаз тяговой обмотки трансформатора, соединенной в треугольник $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$, и векторы токов плеч питания $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$, отстающие по фазе (углы $\varphi_л$ и $\varphi_п$) от соответствующих векторов напряжения. На основе выражения (2.3) построены векторы токов фаз \dot{I}_a, \dot{I}_b и \dot{I}_c . Как и следовало ожидать, модуль тока фазы b оказался наименьшим (см. рис. 2.1),

Рассматривая соответствующие треугольники для определения токов двух других фаз I_b и I_c , аналогичным образом получим

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{I_{л}^2 + I_{п}^2 - I_{л} I_{п}}. \quad (2.8)$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4I_{п}^2 + I_{л}^2 + 2I_{л} I_{п}}. \quad (2.9)$$

Выражения (2.7)–(2.9) получены для подстанции, схема присоединения которой к ЛЭП и к контактной сети, приведена на рис. 2.1, но они применимы для любой другой схемы присоединения подстанции к ЛЭП и контактной сети. Символы фаз токов могут меняться местами, а коэффициент «4» в выражениях (2.7) и (2.9) будет учитываться с током другого плеча питания подстанции.

Для нахождения токов фаз первичной обмотки трансформатора, непосредственно определяющих загрузку фаз ЛЭП, необходимо учесть коэффициент трансформации трансформаторов, установленных на тяговой подстанции.

Группа тяговых подстанций. При рассмотрении группы тяговых подстанций на участке возникают проблемы, связанные со схемой присоединения их трансформаторов к фазам ЛЭП. Если все подстанции присоединять к ЛЭП одинаково, как, например, присоединена к ЛЭП подстанция на рис. 2.1, то все они будут недогружать одну и ту же фазу ЛЭП (в рассматриваемом примере это фаза *B*). В результате несимметрия токов и обусловленная ею несимметрия напряжений в ЛЭП будут достаточно большие, что недопустимо по условиям работы генераторов электростанций, питающих ЛЭП (см. рис. 1.1), и трехфазных асинхронных двигателей (более детально будет рассмотрено в дальнейшем в гл. 10). Поэтому на электрифицированных участках переменного тока применяют специальную схему подключения группы тяговых подстанций к ЛЭП, которая носит название схема «встречного» или «двойного» винта, рис. 2.6 [5]. Ее назначение — уменьшить несимметрию токов в фазах ЛЭП, питающей электрифицированный участок, за счет чередования менее нагруженной фазы ЛЭП от тяговых подстанций при переходе от одной подстанции к другой.

Схема «встречного винта» для случая двустороннего питания ЛЭП от электростанций *M* и *N* приведена на рис. 2.6. На всех тяговых подстанциях установлены трехфазные трансформаторы Y/Δ -11. Полный цикл данной схемы состоит из шести подстанций:

на четырех подстанциях из шести (для рассматриваемого варианта это тп2 — тп5) присоединение их к ЛЭП осуществляется (частично или полностью) не в соответствии с заводской маркировкой выводов. Так, например, на тп2 фаза *A* трансформатора присоединяется к фазе *B* ЛЭП, а фаза *B* — к фазе *A* ЛЭП. Последовательность составления схемы «встречного» винта достаточно проста и сводится к выполнению следующих этапов:

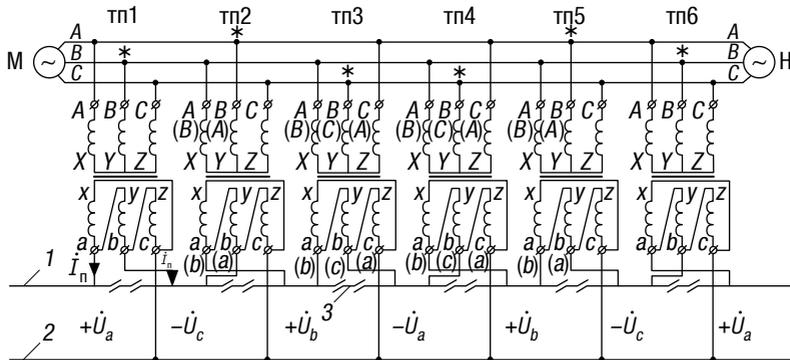


Рис. 2.6. Схема присоединения группы тяговых подстанций переменного тока с трехфазными трансформаторами к ЛЭП и тяговой сети при двустороннем питании ЛЭП:

1 — контактная сеть, 2 — рельсы, 3 — нейтральная вставка

1. На всех шести тяговых подстанциях к рельсам присоединяется начало обмотки фазы *c*.

2. Присоединение тп1 к ЛЭП и тяговой сети осуществляется произвольно или в соответствии с заданием. Пусть она будет присоединена в соответствии с рис. 2.1. Затем необходимо определить, напряжения каких фаз подаются на плечи питания и какая фаза ЛЭП будет менее нагруженной от тп1. На данной подстанции на плечи питания подаются напряжения $+U_a$ и $-U_c$, а менее нагруженной фазой ЛЭП от нее является фаза *B*, что условно обозначено значком*.

3. Присоединение тп2 к ЛЭП и тяговой сети должно быть произведено с соблюдением двух условий: первое — менее нагруженная фаза ЛЭП от тп2 должна быть отличной от аналогичной фазы для тп1, и второе — для обеспечения двустороннего питания контактной сети между тп1 и тп2 (на первой межподстанционной зоне) на левое плечо питания тп2 должно быть подано точно такое же напряжение (по символу *A*, *B* или *C* и знаку), как и на правое плечо питания тп1.

Присоединение тп2 к ЛЭП начинается с одной из фаз первичной обмотки трансформатора. Такой фазой для любой подстанции будет фаза *B* трансформатора (по заводской маркировке), являющаяся всегда (при подключении к рельсу начала обмотки фазы *c*), как отмечалось ранее, менее нагруженной. Фаза ЛЭП, к которой она присоединяется, оказывается недогруженной от данной подстанции. Такой фазой ЛЭП для тп1 была фаза *B*, поэтому фазу *B* трансформатора надо присоединить к фазе *A* или *C* ЛЭП. Если присоединим к фазе *C*, то в этом случае на первую межподстанционную зону от тп2 нельзя будет подать для обеспечения двустороннего питания контактной сети напряжение фазы *C*, так как напряжение менее нагруженной фазы трансформатора, как мы уже знаем, на тяговую сеть не подается. Таким образом, остается фазу *B* трансформатора присоединить только к фазе *A* ЛЭП. Она и будет менее нагруженной от тп2, что отмечено на рис. 2.6 соответствующим значком*. Поэтому необходимо перемаркировать вывод *B* трансформатора в *A* в соответствии с фазой *A* ЛЭП, к которой он подключается. Это отражено в скобках на рис. 2.6.

Затем решаются вопросы, связанные с присоединением фидеров контактной сети, идущих от выводов *a* и *b* тяговой обмотки трансформатора на плечи питания. Один из этих выводов надо присоединить на левое плечо питания тп2, чтобы обеспечить двустороннее питание контактной сети на первой межподстанционной зоне. Чтобы правильно выбрать один из двух указанных выводов трансформатора, необходимо посмотреть, с каким знаком напряжение подается на правое плечо питания тп1 (см. рис. 2.6). Оно подается со знаком «—», что означает подключение к контактной сети конца обмотки соответствующей фазы. При присоединении на рельс конца обмотки фазы *c* трехфазного трансформатора $Y/\Delta-11$ на контактную сеть напряжение со знаком «—» всегда подается с вывода *b* трансформатора, а со знаком «+» с вывода *a* (по заводской маркировке). Поэтому на левое плечо питания тп2 надо подключить фидер, идущий с вывода *b*. Фидер, идущий от вывода *a*, присоединяется к правому плечу питания. Подключение тп2 завершается присоединением двух пока еще не подключенных выводов первичной обмотки *A* и *C* (по заводской маркировке) к ЛЭП. Их следует подключить таким образом, чтобы на левое плечо питания тп2 было подано напряжение фазы *c*. Это достигается присоединением вывода *C* трансформатора на фазу *C* ЛЭП, вывод *A* его присоединяется на фазу *B* ЛЭП. Происходит перемаркировка этого вывода на *B* (см. рис. 2.6). В результате на правое плечо питания тп2

подается напряжение $+U_b$. Присоединение тп2 к ЛЭП и тяговой сети завершено. В ходе подключения данной подстанции произошла перемаркировка двух выводов трансформатора. Из теории работы трансформаторов известно, что в этом случае группа соединения обмоток меняется на обратную [5]. Таким образом, после присоединения тп2 к ЛЭП трехфазный трансформатор на ней стал иметь первую группу соединения обмоток.

4. Осуществляется присоединение к ЛЭП и к контактной сети тп3 в той же последовательности, что и тп2. При определении, к какой фазе ЛЭП надо подключить фазу B трансформатора (по заводской маркировке) как менее нагруженную, исходят из того, что она должна быть отлична от аналогичной фазы для тп1 и тп2. Такой фазой является фаза C ЛЭП (см. рис. 2.6). В процессе подключения тп3 происходит перемаркировка всех трех выводов трансформатора. Это означает, что группа соединения обмоток трансформатора остается прежней, $Y/\Delta-11$ [5].

5. Производится подключение к ЛЭП остальных тяговых подстанций участка: тп4 подключается точно так же, как тп3, тп5 — как тп2 и тп6 — как тп1. Отсюда и название схемы подключения — схема «встречного» или «двойного винта». К тяговой сети тп4, тп5, тп6 подключаются так, чтобы было обеспечено двустороннее питание контактной сети (см. рис. 2.6).

Достоинства данной схемы: практически поочередная нагрузка фаз системы по тяговой сети и чередование менее нагруженной фазы системы при переходе от одной подстанции к другой, что позволяет ощутимо уменьшить несимметрию токов в фазах ЛЭП (см. рис. 2.6), использование на подстанциях однотипных трехфазных трансформаторов со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$, выпускаемых промышленностью, конструктивная однотипность РУ-27,5 кВ, так как на рельсы на всех тяговых подстанциях присоединяется начало обмотки фазы c (по заводской маркировке).

В условиях эксплуатации и при схеме «встречного винта» на участках между крайними тяговыми подстанциями и источниками питания ток обратной последовательности будет отличен от нуля, так как расстояния между тяговыми подстанциями различны, их нагрузки неодинаковы, токи плеч питания подстанции различны. Схема «встречного винта» ощутимо уменьшает несимметрию токов в фазах ЛЭП, на одних участках больше, на других — меньше. Если она после этого остается существенна, то применяют дополнительные меры по ее снижению [6].

2.2. Тяговые подстанции с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме открытого треугольника

Схема открытого треугольника состоит из двух одинаковых однофазных трансформаторов. На первичной и вторичной сторонах начало обмотки одного трансформатора соединяется с концом обмотки другого. На вторичной стороне (на стороне 27,5 кВ) общая точка для обоих трансформаторов присоединяется на рельсы, а два оставшихся вывода — на контактную сеть, рис. 2.7.

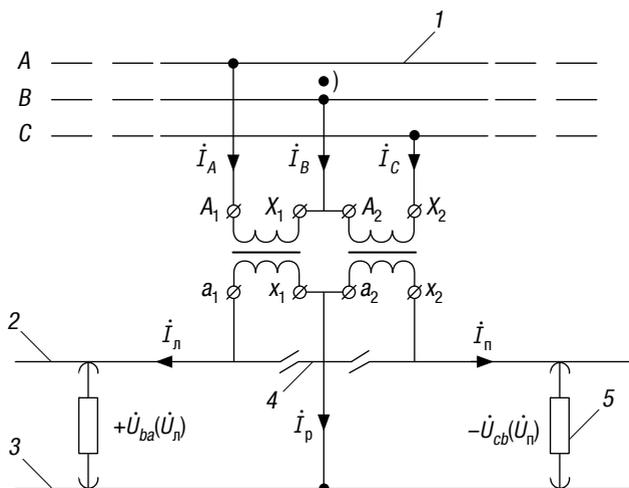


Рис. 2.7. Схема питания тяговой сети
однофазного тока при применении
на тяговой подстанции

схемы открытого треугольника:

1 — трехфазная ЛЭП, 2 — контактная сеть,
3 — рельсы, 4 — нейтральная вставка, 5 — электровоз

Одиночная тяговая подстанция. Схема присоединения тяговой подстанции к внешней и тяговой сетям приведена на рис. 2.7.

На этом рисунке $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$ — токи левого и правого плеч питания подстанции, $\dot{I}_р$ — ток отсасывающей линии подстанции.

При рассмотрении любой тяговой подстанции переменного тока со схемой открытого треугольника необходимо учитывать особенности условий ее работы. Они сводятся к двум моментам:

- в отличие от тяговых подстанций с трехфазным трансформатором $Y/\Delta-11$, когда на тяговую сеть подается напряжение определенной фазы системы, при схеме открытого треугольника на тяговую сеть (на плечи питания) подается линейное напряжение ЛЭП. Линейные напряжения обозначены так же, как и при рассмотрении на тяговой подстанции трехфазных трансформаторов: U_{ac} , U_{ba} , U_{cb} (см. рис. 2.4). Как и в случае с трехфазным трансформатором, если к контактной сети присоединяется начало обмотки, напряжение которой подается на тяговую сеть, то оно указывается условно со знаком «+», в противном случае ставится знак «-» (см. рис. 2.7);
- загрузка фаз ЛЭП также не симметрична, но в отличие от подстанций с трехфазным трансформатором выделяют не менее загруженную фазу трансформатора (и соответственно ЛЭП), а более загруженную фазу ЛЭП, являющейся общей для первичных обмоток однофазных трансформаторов. Символ этой фазы фигурирует в обозначении напряжений, подаваемых на плечи питания. Для рассматриваемой подстанции — это фаза B (см. рис. 2.7), выделенная значком \cdot).

Ток отсасывающей линии тяговой подстанции \dot{I}_p , как и для подстанций с трехфазным трансформатором, равен $-(\dot{I}_л + \dot{I}_п)$. Векторная диаграмма напряжений и токов для стороны 27,5 кВ приведена на рис. 2.8. На диаграмме изображены векторы линейных напряжений \dot{U}_{ba} , \dot{U}_{cb} , \dot{U}_{ac} с выделением линейных напряжений, подаваемых на плечи питания, которые дополнительно обозначены как $\dot{U}_л$ и $\dot{U}_п$ (см. рис. 2.7). Векторы токов плеч питания $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$ построены относительно соответствующих векторов напряжений на основе тех же соображений, что и для схемы питания с трехфазным трансформатором. Положение вектора тока отсасывающей линии \dot{I}_p определяется вышеприведенным выражением для данного тока, а модуль его — формулой (2.2). Из векторной диаграммы следует, что угол сдвига между напряжениями, подаваемыми на плечи питания тяговой подстанции θ , как и при схеме питания с трехфазным трансформатором, равен 60° (см. рис. 2.8).

Токи в фазах ЛЭП, обусловленные токами плеч питания, для рассматриваемой подстанции равны (см. рис. 2.7)

$$I_A = I_л/k_T, I_C = I_п/k_T, I_B = I_p/k_T, \quad (2.10)$$

где k_T — коэффициент трансформации однофазного трансформатора.

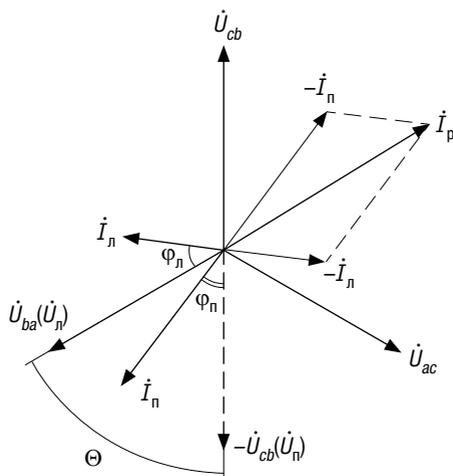


Рис. 2.8. Векторная диаграмма напряжений и токов для стороны 27, 5 кВ при схеме открытого треугольника

Применение схемы открытого треугольника на тяговых подстанциях имеет свои достоинства и недостатки по сравнению с использованием трехфазных трансформаторов. К достоинствам можно отнести:

- более эффективное использование мощности трансформатора, так как трансформатор работает только на свое плечо питания. Трехфазный трансформатор питает оба плеча подстанции, токи фаз трансформатора различны, одна из фаз явно недогружена. Мощность же трехфазного трансформатора рассчитывается по току наиболее нагруженной фазы (см. гл. 13);
- возможность независимого регулирования напряжения по плечам питания подстанции, так как напряжение на плече питания определяется током только данного плеча. При трехфазных трансформаторах напряжение на любом плече питания зависит от токов обоих плеч, регулирование напряжения за счет изменения коэффициента трансформации осуществляется одновременно по всем трем фазам трансформатора.

Недостатки схемы открытого треугольника:

- необходимость установки на каждой тяговой подстанции трех однофазных трансформаторов, один из которых постоянно находится в резерве на случай выхода из работы одного из двух работающих трансформаторов. При применении

трехфазных трансформаторов их, как правило, на подстанции устанавливается два. В случае выхода из работы одного из них нагрузка полностью временно переходит на другой; — определенные трудности с обеспечением питания нетяговой нагрузки. Для ее питания устанавливается дополнительно трехфазный трансформатор. На подстанциях с трехфазным трансформатором для питания нетяговой нагрузки, как правило, используется третья обмотка тягового трансформатора (см. 2.1, случай одиночной тяговой подстанции).

Группа тяговых подстанций. При применении на тяговых подстанциях переменного тока схемы открытого треугольника и одинаковом их присоединении к ЛЭП несимметрия токов в ней будет так же велика, как и при использовании на подстанциях трехфазных трансформаторов. Поэтому для уменьшения несимметрии токов во внешней части системы электроснабжения тяговые подстанции с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме открытого треугольника, присоединяют к ЛЭП тоже по схеме «встречного винта», рис. 2.9. Последовательность ее составления та же, что и для подстанций с трехфазными трансформаторами, но есть и некоторые особенности:

1. На шести тяговых подстанциях, составляющих законченный цикл схемы «встречного винта», первичные обмотки однофазных трансформаторов между собой соединяются, как правило, одинаково. В частности, на рис. 2.9 показано, что на всех подстанциях конец обмотки первого трансформатора X_1 соединяется с началом обмотки второго A_2 .

2. Первая тяговая подстанция к ЛЭП и тяговой сети присоединяется произвольно или по заданию. Пусть ее присоединение будет выполнено, как на рис. 2.7. Затем определяются напряжения, подаваемые на плечи питания подстанции (это $+\dot{U}_{ba}$ и $-\dot{U}_{cb}$ соответственно для левого и правого плеча питания), и более загруженная фаза ЛЭП от тп1 (это фаза B).

3. Присоединение тп2 к ЛЭП и тяговой сети осуществляется с соблюдением двух условий: первое — более нагруженная фаза ЛЭП от тп2 должна отличаться от аналогичной фазы для тп1; второе — для обеспечения двустороннего питания контактной сети между тп1 и тп2 на левое плечо тп2 должно быть подано точно такое же напряжение (по обозначению — ba , cb или ac , знаку и способу реализации линейного напряжения с точки зрения присоединения начала или конца обмотки к соответствующей фазе ЛЭП), как и на правое плечо питания тп1.

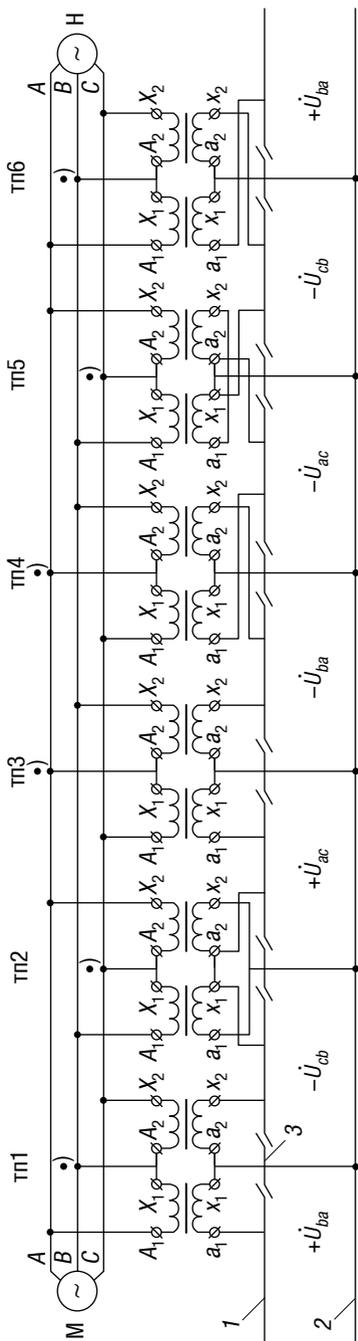


Рис. 2.9. Схема присоединения группы тяговых подстанций переменного тока при применении на них схемы открытого треугольника к ЛЭП и тяговой сети при двустороннем питании ЛЭП:
 1 — контактная сеть; 2 — рельсы, 3 — нейтральная вставка

Присоединение тп2 к ЛЭП начинается с определения ее фазы, к которой должна быть подключена общая точка однофазных трансформаторов X_1A_2 (см. рис. 2.7). Эта фаза будет более нагруженной. Она должна быть отличной от аналогичной фазы для тп1, фазы B . Такой фазой ЛЭП может быть либо фаза A , либо C . Чтобы определиться с выбором, надо посмотреть, символ какой из этих фаз имеет место в обозначении линейного напряжения, подаваемого на правое плечо тп1. Нетрудно видеть, что это символ фазы C . Ранее при рассмотрении одиночной тяговой подстанции было отмечено, что символ более нагруженной фазы фигурирует в обозначении линейных напряжений, подаваемых на плечи питания подстанций. Таким образом, общая точка однофазных трансформаторов на первичной стороне должна быть присоединена к фазе C ЛЭП, которая и будет более нагруженной от тп2. Затем осуществляется присоединение одного из выводов вторичных обмоток трансформаторов к контактной сети левого плеча тп2. Чтобы определить этот вывод, необходимо посмотреть, при каких условиях подается напряжение на правое плечо питания тп1. Видно, что на правом плече тп1 к контактной сети присоединяется питающая линия, идущая от конца обмотки (в данном случае x_2 , см. рис. 2.9). Вывод X_2 присоединяется к фазе C ЛЭП, поэтому на тп2 питающая линия левого плеча питания должна идти от конца обмотки одного из трансформаторов (x_1 или x_2). Конец обмотки на первичной стороне, как и на тп1, должен присоединяться к фазе C ЛЭП. Таким выводом после уже выполненного присоединения общей точки трансформаторов на первичной стороне к фазе C ЛЭП, является вывод x_1 (см. рис. 2.9), он и подключается на контактную сеть левого плеча. После его присоединения общей точкой обмоток на вторичной стороне автоматически становится a_1x_2 , которая присоединяется на рельсы, а вывод a_2 идет на контактную сеть правого плеча питания тп2.

Подключение тп2 заканчивается присоединением выводов A_1 и X_2 трансформаторов к ЛЭП. Оно должно быть выполнено так, чтобы с вторичной обмотки первого трансформатора, который уже определен как трансформатор, питающий левое плечо подстанции, было подано напряжение (см. рис. 2.9). Это будет иметь место, если вывод A_1 присоединяется на фазу B ЛЭП, а вывод X_2 на фазу A . На правое плечо питания будет подаваться напряжение $+U_{ac}$.

4. Присоединение тп3 к ЛЭП и тяговой сети производится в той же последовательности, что и тп2 с выполнением условия, что более нагруженной фазой ЛЭП от этой подстанции будет фаза, отличная от аналогичных фаз для тп1 и тп2.

5. Завершается составление схемы «встречного винта» присоединением тп4, тп5 и тп6. К ЛЭП тп4 подключается, как тп3, тп5 — как тп2 и тп6 — как тп1. К тяговой сети указанные подстанции должны присоединяться так, чтобы обеспечить двустороннее питание контактной сети (см. рис. 2.9).

2.3. Тяговые подстанции с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме Скотта

Схема Скотта состоит из двух однофазных трансформаторов. При использовании ее на тяговых подстанциях для обеспечения тяги поездов первичная обмотка одного из них подключается к двум любым фазам ЛЭП, а первичная обмотка другого своим началом присоединяется к средней точке первичной обмотки первого трансформатора (точка «*m*», рис. 2.10) и концом к свободной фазе ЛЭП (см. рис. 2.10). На вторичной (тяговой) стороне обмотки трансформаторов между собой соединяются точно так же, как и в схеме открытого треугольника: начало обмотки одного однофазного трансформатора соединяется с концом обмотки другого, полученная общая точка подключается к рельсам, а два оставшихся свободных вывода трансформаторов присоединяются к контактной сети: один на левое плечо питания тяговой подстанции, другой — на правое. Трансформатор, на первичную обмотку которого подается линейное напряжение ЛЭП, называется «базисным» или «основным». Другой трансформатор, первичная обмотка которого подключается к средней точке первичной обмотки «базисного» и свободной фазе ЛЭП, называется «высотным» (см. рис. 2.10). Данные трансформаторы, как правило, взаимозаменяемы.

На левое плечо питания рассматриваемой тяговой подстанции, схема присоединения которой к ЛЭП и тяговой сети приведена на рис. 2.10, подается напряжение \dot{U}_{ba} , а на правое — $+\dot{U}_{cm}$.

При применении на тяговых подстанциях схемы Скотта нагрузок фаз системы, как и при использовании на подстанциях трехфазных трансформаторов и схемы открытого треугольника, получается несимметричной. Но степень несимметрии по сравнению с ранее рассмотренными схемами получается меньше, а для частного случая, когда токи, напряжения и сдвиг по фазе между напряжением и током на плечах питания подстанции одинаковы ($I_{л} = I_{п}$, $U_{л} = U_{п}$, $\varphi_{л} = \varphi_{п}$), она равна нулю (см. гл. 10).

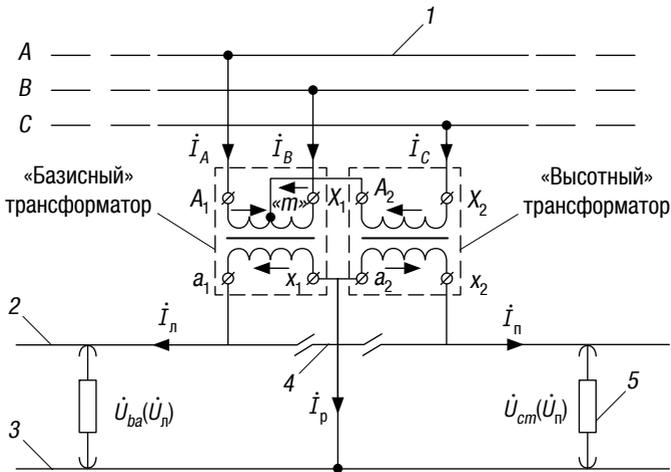


Рис. 2.10. Схема питания тяговой сети однофазного тока при применении на тяговой подстанции схемы Скотта: 1 — трехфазная ЛЭП, 2 — контактная сеть, 3 — рельсы, 4 — нейтральная вставка, 5 — электровоз

Построим векторную диаграмму напряжений для первичной стороны трансформатора подстанции, рис. 2.11.

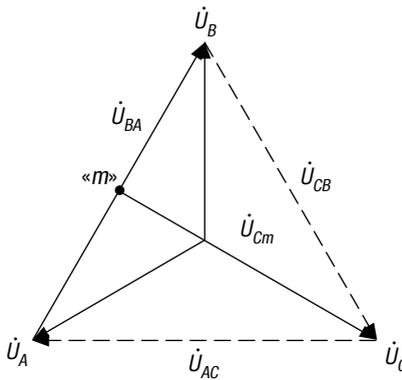


Рис. 2.11. Векторная диаграмма напряжений на первичной стороне при схеме Скотта

На рисунке приведены векторы фазных и линейных напряжений ЛЭП. Выделен вектор линейного напряжения \dot{U}_{BA} , которое подается на первичную обмотку «базисного» трансформатора

(см. рис. 2.10). Вектор, соединяющий точку « m », расположенную на середине вектора \dot{U}_{BA} , с концом вектора \dot{U}_C , определяет напряжение, подаваемое на первичную обмотку «высотного» трансформатора \dot{U}_{Cm} . Этот вектор представляет высоту равностороннего треугольника. Отсюда и условное название трансформатора — «высотный». Анализ построенной диаграммы показывает:

- напряжение, подаваемое на первичную обмотку «высотного» трансформатора, по величине отлично от напряжения на первичной обмотке «базисного» и составляет $\sqrt{3}/2 U_{BA}$;
- угол сдвига между векторами напряжений первичных обмоток «базисного» и «высотного» трансформаторов составляет 90° .

Так как напряжения на первичных обмотках «базисного» и «высотного» трансформаторов различны, а на вторичных обмотках одинаковы, коэффициенты трансформации трансформаторов будут не равны. Число витков первичной обмотки «высотного» трансформатора будет составлять $\sqrt{3}/2$ числа витков «базисного».

Векторная диаграмма напряжений и токов на стороне 27,5 кВ приведена на рис. 2.12.

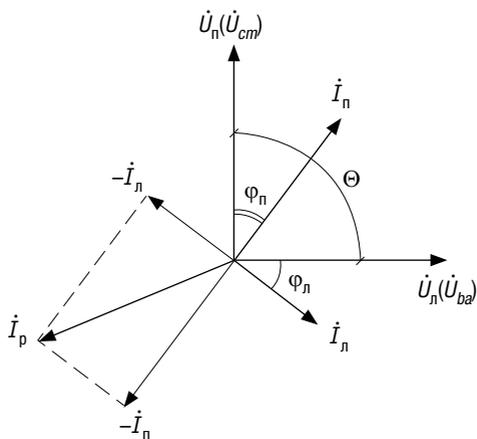


Рис. 2.12. Векторная диаграмма напряжений и токов на стороне 27,5 кВ в схеме Скотта

Ток отсасывающей линии тяговой подстанции \dot{I}_p при схеме Скотта при $\varphi_{л} = \varphi_{п}$ с учетом, что угол между векторами напряжений плеч питания $\dot{U}_л$ и $\dot{U}_п$, обозначенный как θ , составляет 90° , равен (см. рис. 2.12)

$$I_p = \sqrt{I_{л}^2 + I_{п}^2}. \quad (2.11)$$

Определим токи в фазах ЛЭП при известных токах плеч питания подстанции. Обозначим число витков первичной обмотки «базисного» трансформатора через w_1 , а число витков вторичных обмоток «базисного» и «высотного» трансформаторов через w_2 . На основании первого закона Кирхгофа для точки « m » можно записать (см. рис. 2.10)

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0. \quad (2.12)$$

Сумма магнитодвижущих сил в трансформаторе (если пренебречь током холостого хода) равна нулю [5]. Тогда для «базисного» трансформатора с учетом направления протекания токов в его обмотках будем иметь (см. рис. 2.10)

$$\dot{I}_A \frac{w_1}{2} - \dot{I}_B \frac{w_1}{2} - \dot{I}_{л} w_2 = 0. \quad (2.13)$$

Для «высотного» трансформатора получим

$$\dot{I}_C = \frac{\sqrt{3}}{2} w_1 - \dot{I}_{п} w_2 = 0. \quad (2.14)$$

Выражения (2.12–2.14) позволяют найти токи в фазах ЛЭП, создаваемых тяговой подстанцией. Из (2.14) имеем

$$\dot{I}_C = \frac{2w_2}{\sqrt{3}w_1} \dot{I}_{п}. \quad (2.15)$$

Из (2.12) следует

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B = -\dot{I}_C. \quad (2.16)$$

На основании (2.13) можно записать

$$\dot{I}_A - \dot{I}_B = \frac{2w_2}{w_1} \dot{I}_{л}. \quad (2.17)$$

С учетом (2.15) получаем следующую систему двух уравнений:

$$\begin{cases} \dot{I}_A + \dot{I}_B = -\frac{2w_2}{\sqrt{3}w_1} \dot{I}_\Pi \\ \dot{I}_A - \dot{I}_B = \frac{2w_2}{w_1} \dot{I}_\Delta. \end{cases} \quad (2.18)$$

Решение системы двух уравнений позволяет найти токи \dot{I}_A и \dot{I}_B

$$\dot{I}_A = \frac{w_2}{w_1} \left(\dot{I}_\Delta - \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{I}_\Pi \right). \quad (2.19)$$

$$\dot{I}_B = -\frac{w_2}{w_1} \left(\dot{I}_\Delta + \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{I}_\Pi \right). \quad (2.20)$$

Полученные выражения для токов фаз ЛЭП (2.15), (2.19) и (2.20) могут быть использованы для любой схемы присоединения тяговой подстанции, работающей по схеме Скотта. Только в левой части выражений символы фаз у токов могут поменяться местами, а в правой части это может произойти с токами \dot{I}_Δ и \dot{I}_Π в зависимости от конкретной схемы присоединения подстанции к ЛЭП и тяговой сети.

Разработано несколько вариантов так называемых симметрирующих трансформаторов, которые в такой же степени уменьшают несимметрию токов, как и схема Скотта, за счет сдвига между векторами напряжений, подаваемых на плечи питания подстанции, равного 90° [9, 11].

Для обеспечения двустороннего питания контактной сети смежная тяговая подстанция должна быть подключена к ЛЭП и тяговой сети так, чтобы на ее левое плечо питания подавалось точно такое же напряжение (от «базисного» или «высотного», с конца или начала обмотки и при таком же способе присоединения выводов первичной обмотки к фазам ЛЭП), как и на правое плечо предыдущей подстанции.

Глава 3

ПИТАНИЕ СТАЦИОНАРНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Любая тяговая подстанция, помимо тяговой нагрузки, которая является для нее основной, питает ряд стационарных потребителей, связанных или не связанных с тягой поездов. Среди них отдельно следует выделить устройства СЦБ, обеспечивающие безопасность движения поездов.

3.1. Питание нетяговых потребителей

По данным Управления электрификации и электроснабжения Центральной дирекции инфраструктуры — филиала ОАО «РЖД», величина нетяговой нагрузки в среднем составляет 35–45% общей переработки электрической энергии тяговыми подстанциями. Но для отдельных из них, особенно на участках переменного тока, нетяговая нагрузка может быть соизмерима или превышать тяговую. Питание нетяговой нагрузки осуществляется в полосе 30–40 км от железной дороги [5, 12]. Различают железнодорожные и нежелезнодорожные нетяговые потребители (районная нагрузка). Последние потребляют электроэнергию в 4–6 раз больше, чем железнодорожные нетяговые потребители. Питание нетяговых потребителей осуществляется от ЛЭП напряжением 10 (35) кВ, отходящих от тяговых подстанций и от линий продольного электроснабжения 10 кВ на участках постоянного тока, и 27,5 кВ на участках

переменного тока, прокладываемых по опорам контактной сети с полевой стороны. Мощность, отбираемая от линий продольного электроснабжения, составляет в среднем 10–12 кВт/км, а средняя плотность мощности, потребляемой от ЛЭП, равна 6 кВт/км² [12].

На участках постоянного тока ЛЭП для питания нетяговых потребителей присоединяются к шинам 35 или 10 кВ тяговых подстанций. Такие уровни напряжения обеспечиваются за счет обмоток среднего и низшего напряжения трехфазного трехобмоточного силового (головного) трансформатора. При подключении выпрямительных агрегатов к шинам первичного напряжения тяговых подстанций постоянного тока для питания нетяговых потребителей устанавливается отдельный двух-или трехобмоточный трансформатор соответствующей мощности. На участках переменного тока на тяговых подстанциях с трехфазным трехобмоточным трансформатором для питания нетяговых потребителей используется тяговая обмотка 27,5 и третья обмотка 35 (10) кВ. На тяговых подстанциях со схемой открытого треугольника или схемой Скотта, как уже указывалось ранее, устанавливаются трехфазные трансформаторы, обеспечивающие необходимые уровни напряжения для питания нетяговых потребителей.

Питание нетяговых потребителей по системе ДПР. На всех участках переменного тока для питания нетяговых потребителей применяется система ДПР (два провода — рельс) напряжением 27,5 кВ. Система ДПР — это трехфазная система продольного электроснабжения. От шин 27,5 кВ тяговой подстанции отходят два провода, присоединяемые к разным фазам и подвешиваемые на опорах контактной сети с полевой стороны. В качестве третьего провода (фазы) используют рельсы, присоединяемые на тяговой подстанции к фазе *c* трансформатора (по заводской маркировке). От системы ДПР питаются как трехфазные, так и однофазные нетяговые потребители. Параллельная работа соседних тяговых подстанций с трехфазными трансформаторами на систему ДПР возможна, если трансформаторы на подстанциях будут иметь одинаковую группу соединения обмоток [2], т.е. такие подстанции должны одинаково присоединяться к ЛЭП. А это имеет место только для третьей части всех межподстанционных зон в пределах полного цикла схемы «встречного винта». Для схемы присоединения группы тяговых подстанций к ЛЭП, приведенной на рис. 2.6, рассмотрим условную схему последовательности изменения группы соединения обмоток трансформатора при переходе от одной подстанции к другой, рис. 3.1.

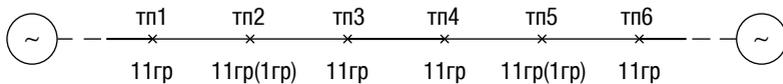


Рис. 3.1. Последовательность изменения группы соединения обмоток трехфазного трансформатора на тяговых подстанциях участка в схеме «встречного винта»

На приведенном рисунке условно представлено шесть тяговых подстанций, которые составляют законченный цикл схемы «встречного винта». На всех установлены трансформаторы, имеющие одиннадцатую группу соединения обмоток (по заводскому изготовлению). Первая и шестая подстанции присоединяются к фазам ЛЭП в соответствии с заводской маркировкой выводов первичной обмотки трансформатора (см. рис. 2.6). На тп2 и тп5 происходит перемаркировка двух выводов трансформатора в соответствии с символами фаз ЛЭП, к которым они подключаются. Это означает, что группа соединения обмоток трансформатора изменяется на обратную, т.е. на первую [6]. Фактическая группа соединения обмоток трансформатора на рис. 3.1 для тп2–тп5 указана в скобках. На тп4 и тп5 группа соединения обмоток трансформаторов остается одиннадцатой, так как для этих подстанций происходит перемаркировка всех трех фаз трансформатора (см. рис. 2.6) [6]. Таким образом, двустороннее питание системы ДПР, как следует из рис. 3.1, возможно только на межподстанционных зонах между тп3 и тп4 и между тп6–тп1 (зоны на рисунке выделены). Тем не менее в условиях эксплуатации, как правило, предусматривается одностороннее питание линейных потребителей по системе ДПР на всех межподстанционных зонах участка.

Различают два возможных варианта осуществления одностороннего питания линейных потребителей по системе ДПР в пределах межподстанционной зоны [12]. Рассмотрим их для первой межподстанционной зоны участка, схема питания которого приведена на рис. 2.6.

Первый вариант предусматривает питание потребителей по всей длине межподстанционной зоны от одной подстанции. Он применяется для опорных подстанций (более надежное питание) и при небольших длинах межподстанционных зон и относительно небольших нагрузках. Данный вариант для указанной межподстанционной зоны приведен на рис. 3.2.

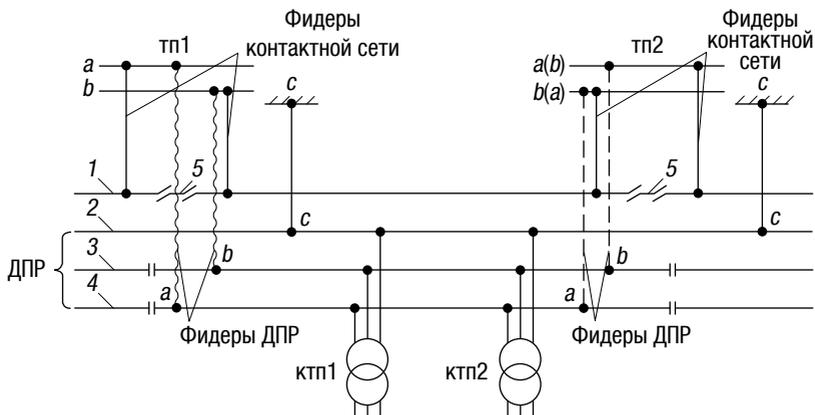


Рис. 3.2. Схема одностороннего питания системы ДПР от одной из тяговых подстанций межподстанционной зоны:
 1 — контактная сеть, 2 — рельсы, 3 — первый дополнительный провод, 4 — второй дополнительный провод, 5 — нейтральная вставка

На рисунке показано, что питание нетяговых потребителей осуществляется от тп1, но в случае необходимости они могут получать питание и от тп2. Присоединение фидеров ДПР на этой подстанции к дополнительным проводам должно быть выполнено так, чтобы на них подавалось напряжение тех самых фаз, что и от тп1. Для тп2 на шинах в скобках указаны действительные фазы, имеющие место на них в соответствии с присоединением выводов первичной обмотки трансформатора к фазам ЛЭП (см. рис. 2.6). Если на смежных тяговых подстанциях на рельс (как на один из проводов системы ДПР) будут присоединяться разные фазы трансформатора, то фазы, подаваемые на оба дополнительных провода от левой и правой тяговых подстанций, тоже должны быть различными, для того, чтобы сохранить нормальное вращение трехфазных электродвигателей у потребителя. Непосредственное питание самих потребителей происходит от комплектных трансформаторных подстанций (КТП), устанавливаемых у полотна железной дороги (см. рис. 3.2), основным элементом которых является трехфазный или однофазный трансформатор. Их число может быть различно и определяется расположением потребителей нагрузки. Мощность однофазных трансформаторов изменяется от 2 до 10 кВА, а трехфазных — от 25 до 430 кВА. Напряжение на вторичной стороне трансформаторов составляет соответственно 0,23 и 0,4; 6,3 и 11 кВ [6]. От системы ДПР питаются также трансформаторные подстанции

с установкой на них трехфазных трансформаторов мощностью 1000 или 1600 кВА со вторичным напряжением 6,3 или 11 кВ [6].

Второй вариант питания системы ДПР предполагает ее одновременное питание от обеих подстанций межподстанционной зоны. Но каждая тяговая подстанция питает только половину межподстанционной зоны, рис. 3.3. Данный вариант применяется при достаточно протяженных межподстанционных зонах и значительной нагрузке нетяговых потребителей. В случае необходимости питание межподстанционной зоны временно может осуществляться от одной из тяговых подстанций. Следует включить пост переключения дополнительных проводов, чтобы на дополнительных проводах той половины зоны, которую перестала питать одна из подстанций, сохранить те же фазы, которые были до прекращения питания.

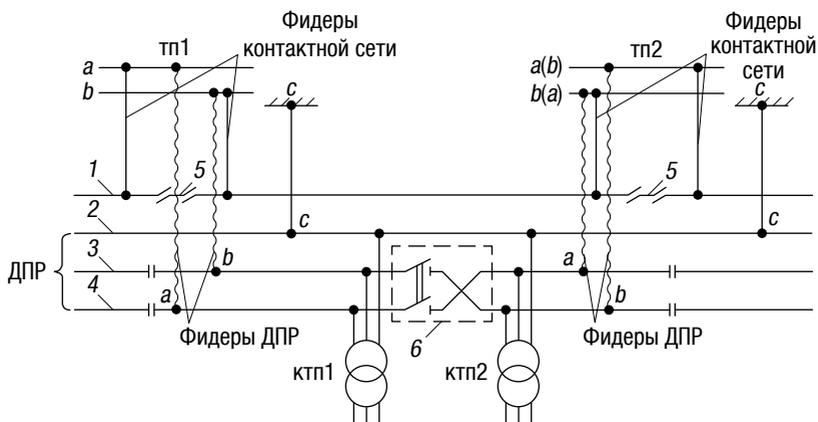


Рис. 3.3. Схема питания системы ДПР

от обеих тяговых подстанций межподстанционной зоны:

- 1 — контактная сеть, 2 — рельсы, 3 — первый дополнительный провод,
- 4 — второй дополнительный провод, 5 — нейтральная вставка,
- 6 — пост переключения дополнительных проводов

3.2. Питание устройств СЦБ

Устройства сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ) являются важнейшим средством регулирования движения поездов, обеспечивающим безопасность перевозочного процесса и увеличение пропускной и провозной способности железных дорог.

Устройства СЦБ как потребители электрической энергии первой категории должны получать питание от двух взаимно резервируемых источников энергии по двум взаимно резервируемым линиям [13].

Питание устройств СЦБ осуществляют по трехфазным трехпроводным линиям напряжением 6 (10) кВ от трехфазных источников питания частотой 50 Гц с изолированной нейтралью. Выбор напряжения для высоковольтной линии (ВЛ) СЦБ определяется нагрузкой и длиной линии. Для одной и той же передаваемой по линии мощности потери напряжения в линии напряжением 10 кВ в 1,66 раза меньше, чем в линии напряжением 6 кВ. Пропускная способность линии напряжением 10 кВ примерно в 2,5 раза больше, чем линии напряжением 6 кВ, поэтому большинство ВЛ СЦБ и линий продольного электроснабжения (ВЛ ПЭ) имеют напряжение 10 кВ [13].

В соответствии с установленными нормами напряжение ВЛ СЦБ не должно отличаться от номинального напряжения в меньшую сторону на 10 % и в большую на 5 % [13].

Основное питание устройства СЦБ получают от специальных линий автоблокировки (ВЛ СЦБ), их резервное питание на участках постоянного тока осуществляется от трехфазных линий продольного электроснабжения 6 или 10 кВ, а на участках переменного тока — от линий ДПР 27,5 кВ. Источниками питания указанных линий являются тяговые, а также специальные трансформаторные подстанции, сооружаемые для питания линий автоблокировки и продольного электроснабжения. На тяговых и трансформаторных подстанциях предусмотрены резервные электростанции, предназначенные для обеспечения электроэнергией устройств СЦБ при полном отключении энергосистемами постоянных источников электропитания. В качестве резервных электростанций используются автоматизированные дизель-генераторы ДГА мощностью до 48 кВт [13]. В настоящее время на тяговых подстанциях на открытой части начата установка ДГА мощностью 100 кВт в модульном исполнении, которые в случае необходимости могут обеспечить питание устройств СЦБ, а также собственных нужд тяговых подстанций.

Различают три схемы питания линий автоблокировки: односторонняя (консольная), встречно-консольная и двусторонняя [13].

При схеме консольного питания при замкнутом разъединителе с моторным приводом ВЛ СЦБ напряжение на линию автоблокировки в пределах межподстанционной зоны подается от одной из тяговых подстанций, например подстанции А, рис. 3.4.

В случае пропадания напряжения на подстанции А питание линии автоблокировки автоматически переводится на смежную тяговую подстанцию Б после включения выключателя на фидере Б₁ устройством автоматического включения резерва АВР. Таким же образом при схеме консольного питания подается напряжение и в линию ВЛ ПЭ 10 кВ. С целью повышения надежности питания при повреждениях на подстанциях или линиях консольную линию питания надо выполнять так, чтобы линии основного и резервного питания устройств СЦБ на межподстанционной зоне нормально получали питание от разных подстанций. Поэтому на каждой подстанции включают только один фидер ВЛ СЦБ для питания линии в пределах межподстанционной зоны в одном направлении и один фидер ВЛ ПЭ для питания линии продольного электроснабжения во встречном направлении. Например, питание устройств СЦБ на зоне между подстанциями А и Б целесообразно осуществить по фидеру А₂ ВЛ СЦБ подстанции А и по фидеру Б₃ ВЛ ПЭ подстанции Б (см. рис. 3.4). Кроме фидера А₂ на подстанции А нормально включен фидер А₃, а на подстанции Б, кроме фидера Б₃ — фидер Б₂ и т.д. Схема консольного питания ВЛ СЦБ и ВЛ ПЭ является основной для участков постоянного тока, когда длина межподстанционной зоны не превышает 15–25 км [13].

На тяговых подстанциях напряжение на ВЛ СЦБ подается через повышающий трансформатор (трансформатор СЦБ) от шин 0,4 кВ, получающих в свою очередь питание от трансформатора собственных нужд подстанции (см. рис. 3.4). Необходимость применения трансформаторов, выполняющих роль разделительных, обусловлена тем, что при замыкании фазы ВЛ СЦБ на землю ток замыкания всегда меньше 5 А, поэтому железобетонные опоры этих ВЛ в ненаселенной местности не заземляются. В случае подключения ВЛ СЦБ непосредственно к шинам РУ-10 кВ подстанций ток замыкания на землю может достигать значений, более 5 А, и тогда пришлось бы выполнять эти линии отключаемыми при замыкании на землю, либо предусматривать заземление опор в ненаселенной местности [13]. Необходимость применения разделительных трансформаторов обусловлена также требованием ограничить токи однофазного замыкания на землю, оказывающие дестабилизирующее влияние на работу рельсовых цепей автоблокировки [13]. Трансформатор СЦБ питает, как правило, два фидера ВЛ СЦБ (см. рис. 3.4). К недостаткам схемы относят взаимные влияния при ненормальных режимах. Так, короткие замыкания и по-

садки напряжения, возникающие на одном фидере, например A_1 на тяговой подстанции А, влияют на нормальную работу смежного фидера A_2 . Чтобы избежать этого на каждой подстанции, как уже отмечалось выше, необходимо включать одновременно лишь по одному фидеру СЦБ. Более совершенной является схема с двумя трансформаторами СЦБ, рис. 3.5 [13]. Так как здесь отсутствует непосредственная гальваническая связь между фидерами, то даже при двух одновременно включенных фидерах A_1 и A_2 или B_1 и B_2 легко выполнить селективную сигнализацию однофазного замыкания на землю, и кроме того, обеспечить чувствительность и селективность действия защиты от многофазных коротких замыканий каждого фидера [13].

Каждая сигнальная установка (точка) автоблокировки (светофор с комплектом реле и других устройств) питается от основной ВЛ СЦБ 6 или 10 кВ через однофазные масляные трансформаторы ОМ или трансформаторы с литой изоляцией ОЛ мощностью от 0,63 до 10 кВА [13]. Если напряжение с основной линии снимается (оперативно или аварийно), то питание автоматически переключается на резервную линию ВЛ ПЭ и питание сигнальной установки происходит от резервного однофазного трансформатора, схема подключения которого на рис. 1.37 показана тонкими линиями. Время перехода не должно превышать 1,3 с [13].

Схема встречно-консольного питания линий автоблокировки получила распространение на участках, электрифицированных по системе переменного тока 25 кВ, при которой расстояния между тяговыми подстанциями составляют 40–60 км. В середине межподстанционной зоны устанавливается пункт секционирования с выключателем, оборудованным устройством АВР, который делит зону на две примерно равные части (см. рис. 3.5). Рисунок приведен для первой межподстанционной зоны участка, схема его питания изображена на рис. 2.6, исходя из питания системы ДПР в пределах данной зоны от одной подстанции (см. рис. 3.2).

При отключении любой из двух подстанций выключатель пункта секционирования автоматически включается и питание обесточенной части осуществляется от смежной тяговой подстанции. Конечно, уровень напряжения в конце межподстанционной зоны около отключенной подстанции будет ниже. Такой недостаток устраняется устройством автоматического переключения наиболее удаленных сигнальных установок (точек) на линию резервного питания ДПР 27,5 кВ с более высоким уровнем напряжения в головной ее части (см. рис. 3.5) [13].

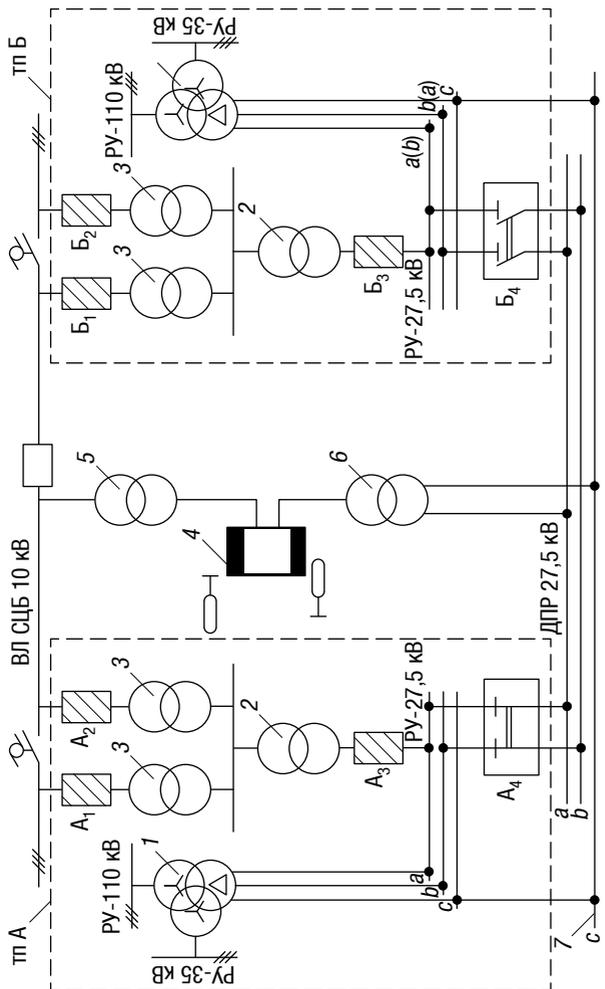


Рис. 3.5. Принципиальная схема линий основного и резервного питания перегонных устройств автоблокировки на участках переменного тока 25 кВ:
 1 — тяговый трансформатор; 2 — трансформатор собственных нужд; 3 — трансформатор СЦБ;
 4 — сигнальная установка (точка); 5 — основной трансформатор сигнальной установки;
 6 — резервный трансформатор сигнальной установки; 7 — рельсы

При двусторонней схеме питания линия автоблокировки питается от двух смежных тяговых подстанций. Теоретически двусторонняя схема питания является наилучшей, так как в этом случае получаются меньшие потери напряжения и мощности в линии, а при аварийном отключении одной подстанции линия продолжает получать питание от другой. Практически осуществить такую схему питания трудно из-за появления уравнительных токов, определяемых векторной разностью напряжений на подстанциях и достигающих значений, которые, накладываясь на рабочие максимальные токи фидеров автоблокировки и линии продольного электроснабжения, вызывают срабатывание токовых защит на них. Поэтому схема двустороннего питания линий автоблокировки не получила распространения [13].

Питание устройств электрической централизации (ЭЦ). Электроснабжение постов электрической (диспетчерской) централизации с числом стрелок более 30 выделено в особую группу потребителей первой категории (крупные станции, маневровые районы, сортировочные горки) [13].

Посты ЭЦ с числом стрелок до 30 включительно относятся к потребителям первой категории (электрическая централизация промежуточных станций).

Для питания постов ЭЦ промежуточных станций достаточно наличие двух самостоятельных питающих линий от двух независимых источников питания, как и для питания устройств автоблокировки. Это, как правило, те же линии, по которым питается автоблокировка [13]. Непосредственное питание поста ЭЦ, как и сигнальной установки, осуществляется от основного или резервного трансформатора (см. рис. 3.4, 3.5). В отличие от трансформаторов сигнальной установки, трансформаторы, питающие пост ЭЦ, — трехфазные [13].

Для постов ЭЦ, входящих в особую группу потребителей первой категории, предусматривается дополнительный третий источник в виде собственной дизельной электростанции ДГА.

Глава 4

СОПРОТИВЛЕНИЕ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПРИ СИСТЕМЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА

4.1. Сопротивление тяговой сети без учета проводимости земли

При проведении электрических расчетов при проектировании и эксплуатации системы электроснабжения электрифицированных железных дорог необходимо знать электрические параметры тяговой сети. Они определяются в каждом конкретном случае исходя из характеристик элементов тяговой сети (проводов контактной сети, питающей и отсасывающей линий тяговой подстанции и рельсовой цепи) и в зависимости от поставленной задачи.

Провода контактной сети. Контактный провод, непосредственно взаимодействующий с токоприемником электровоза, в большинстве случаев изготавливают из электролитической меди при помощи холодной протяжки, что придает ему большую прочность и износостойкость за счет появления на поверхности провода так называемого наклепа. Применяют также бронзовые провода, преимуществом которых является более высокая механическая прочность и меньший износ токопроводящими накладками токоприемников. Однако бронзовые провода имеют по сравнению с медными меньшую проводимость, которая составляет 40–85 % проводимости чистой меди в зависимости от химического состава

бронзы. Контактный провод имеет специальный профиль с двумя продольными пазами, позволяющими обеспечивать надежное крепление его к струновым и фиксирующим зажимам в местах подвеса. На электрифицированных железных дорогах России обычно применяют медный контактный провод марки МФ-100 (медный фасонный сечением 100 мм^2), реже МФ-120, МФ-150, НЛФ-100 (низколегированный, фасонный), БРФ-120 (бронзовый, фасонный сечением 120 мм^2) на перегонах и главных путях станций и марки МФ-85 на второстепенных путях станций. На дорогах постоянного тока при длительных нагрузках более 1000 А применяют два контактных провода сечением по 100 мм^2 или один провод сечением 150 мм^2 . В качестве несущего троса цепной подвески применяют многопроволочные провода, состоящие из семи или двенадцати проволок. В зависимости от требуемой проводимости несущие тросы могут быть из медных (М-120, М-95), бронзовых (Бр-120), биметаллических, сталемедных (ПБСМ-70, ПБСМ-95, ПБСМ-120) и стальных оцинкованных проволок (С-70). Преимуществом медных тросов является их высокая электрическая проводимость и устойчивость против атмосферной коррозии. На дорогах переменного тока и на станционных путях, когда необходимая проводимость контактной сети практически полностью обеспечивается одним контактным проводом, как правило, подвешивают биметаллические и реже стальные тросы. Биметаллические несущие тросы с целью экономии меди применяют и на электрифицированных дорогах постоянного тока. В этих случаях необходимая проводимость контактной сети обеспечивается за счет подвески с напольной стороны опор специальных проводов, называемых усиливающими, в качестве которых используются алюминиевые провода. Они имеют меньшую проводимость, но и меньший удельный вес по сравнению с медными проводами, хорошо противостоят атмосферным воздействиям вследствие образования на них защитной пленки из слоя окиси. При одинаковых сечениях медных и алюминиевых проводов сопротивление последних в 1,7 раза выше, но так как удельный вес алюминия в 3,3 раза меньше меди, то при одинаковой проводимости вес алюминиевого провода будет меньше медного примерно в два раза. В последнее время в качестве усиливающего провода используют только провод А-185. Следует особо подчеркнуть, что бронзовые провода, имеющие более высокую механическую прочность, позволяют повысить натяжение в несущем тросе и соответственно снизить высоту цепной подвески, улучшить ее ветроустойчивость и увеличить

длину пролета. Проводимость контактной сети определяется как сумма проводимостей ее отдельных проводов, соединенных параллельно (контактных проводов, несущего троса и усиливающих проводов). Тогда километровое сопротивление контактной сети $r_{\text{кк}}$ определяется из следующего выражения:

$$r_{\text{кк}} = \frac{\rho_{\text{м}}}{S'_{\text{м}} + \frac{S_{\text{А}}}{1,7} + \frac{S_{\text{ПБСМ}}}{2,65}} = \frac{\rho_{\text{м}}}{S_{\text{м}}}, \quad (4.1)$$

где $\rho_{\text{м}}$ — удельное сопротивление медных проводов,

$$\rho_{\text{м}} = 18,2 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км};$$

$S'_{\text{м}}$ — суммарная площадь поперечного сечения параллельно соединенных медных проводов контактной сети, мм^2 ;

$S_{\text{А}}$ — то же алюминиевых усиливающих проводов, мм^2 ;

$$\rho_{\text{А}} = 31,0 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км};$$

$S_{\text{ПБСМ}}$ — сечение биметаллического сталемедного несущего троса, если он имеет место в контактной подвеске, мм^2 ;

$S_{\text{м}}$ — суммарное сечение всех проводов контактной подвески в медном эквиваленте, мм^2 .

Приведенные удельные сопротивления проводов даны для температуры $20 \text{ }^\circ\text{C}$. При другой температуре удельное сопротивление определяется по известной формуле

$$\rho_t = \rho_{20} + \alpha(t - 20), \quad (4.2)$$

где ρ_t — удельное сопротивление провода при температуре $t \text{ }^\circ\text{C}$;

ρ_{20} — то же при температуре $+20 \text{ }^\circ\text{C}$;

α — температурный коэффициент (для меди $\alpha_{\text{м}} = 0,004$, для алюминия $\alpha_{\text{А}} = 0,004-0,0043$).

Согласно техническим указаниям управления электрификации и электроснабжения Центральной дирекции инфраструктуры — филиала ОАО «РЖД» в связи с несоответствием требованиям ГОСТ 4775-91 на 40 % по разрывному усилию, в 2,5 раза по электрическому сопротивлению, в несколько раз по толщине медной оболочки проволок запрещено дальнейшее применение проводов марки ПБСМ-70, ПБСМ-95 в качестве несущего троса, проводов средней анкировки, в анкерных отводах проводов контактной сети. Вместо проводов марки ПБСМ указано применять провод марки М-120 в качестве несущего троса, провод марки Бр-95 в качестве троса средней анкировки контактного провода, Бр-120

в качестве троса средней анкировки несущего троса. В проектах электрификации, реконструкции, обновления и капитального ремонта запрещено также применение проводов марок А и АС в качестве усиливающих проводов, проводов питающих и отсасывающих линий, шлейфов на постах секционирования и пунктах параллельного соединения контактной сети ввиду недостаточной их надежности в эксплуатации. Вместо них следует применять провода марок М-95 и М-120.

Рельсовый путь. Во всех странах мира на электрифицированном рельсовом транспорте в качестве обратного провода тяговой части системы электроснабжения используются ходовые рельсы. Такое решение связано с экономией цветных металлов, снижением потери электрической энергии, уменьшением потери напряжения в тяговой сети, так как площадь сечения рельсов одного пути составляет 950–1600 мм² в медном эквиваленте (рельсы Р-43, Р-50, Р-65, Р-75), а контактных подвесок 300–650 мм². Сопротивление рельсовой цепи состоит из сопротивления самих рельсов и рельсовых стыков. Сопротивление рельсовых стыков изменяется в широких пределах в зависимости от ряда факторов, основными из которых являются степень затяжки стыка, состояние рабочих поверхностей стыковых площадок и соприкасающихся с ними поверхностей рельса, состояние погоды, влажность. Наиболее приемлем в этом отношении бесстыковой путь, когда отдельные рельсы сварены в плети длиной до 800 м, а иногда и более. Чтобы при стандартной длине рельсов (12,5–25 м) уменьшить общее сопротивление рельсовой сети, стыки рельсов шунтируют приваркой электродуговым или термитным способом специальных электрических стыковых соединителей, изготовленных из медного гибкого провода (или других проводов эквивалентного сечения) сечением не менее 70 мм² в медном эквиваленте с поверхностью контакта в месте приварки не менее 250 мм². При этом расчетное предельное сопротивление рельсовой сети за счет сборных стыков не должно увеличиваться более чем на 20 % [14]. Требование может быть выполнено, если на всех электрифицированных путях сопротивление сборных неизолированных стыков не превышает при длине рельсов 12,5 м — 3 м целого рельса, а при длине рельсов 25 м — 6 м целого рельса. Допускаются и другие способы конструктивного выполнения проводимости сборных рельсовых стыков при обеспечении нормы по сопротивлению стыка, его термической устойчивости при воздействии тяговых токов, эксплуатационной надежности и сроку службы. Так, например, применение

тарельчатых пружин в качестве средства стабилизации нажатия накладок к рельсам в токопроводящих рельсовых стыках позволяет исключить приварку в зоне стыка медных стыковых соединителей или соединителей других типов, что существенно снижает потери электрической энергии в зоне стыка, исключает отказы автоблокировки и связанные с ними задержки поездов, уменьшает затраты на периодическое обслуживание стыков [6]. Интересен зарубежный опыт, например на электрифицированных железных дорогах Германии, в качестве рельсовых стыковых соединителей как на перегонах, так и на станциях используются стальные провода из оцинкованного троса с площадью сечения 35 мм^2 и длиной 180 мм. Рельс нагревается до температуры $+500 \text{ }^\circ\text{C}$, соединители привариваются к рельсу серебряным припоем. Однако все типы приварных соединителей имеют существенный недостаток: после приварки медного троса к стальной манжете необходимо производить повторное обжатие, в противном случае из-за развития микротрещин в месте сварки теряется во многих случаях контакт «рельс—обойма—медь соединителя», т.е. переходное сопротивление неизолированного стыка приближается к сопротивлению изолированного стыка [6].

Для уменьшения сопротивления тяговых рельсовых сетей предусматривается установка междурельсовых соединителей при отсутствии автоблокировки и междупутных соединителей при однопутных и двухпутных тяговых рельсовых цепях. Места установки междупутных соединителей должны быть расположены ближе к участкам наибольшего потребления энергии поездами и систематического применения рекуперации энергии (места трогания поездов, затяжные подъемы, уклоны). Соединители изготавливают из двух медных проводов площадью сечения не менее 70 мм^2 каждый (или других проводов эквивалентного сечения), прокладываемых изолированно от земляного полотна и балласта. Соединители на электрифицированных путях, не оборудованных рельсовыми цепями автоблокировки или электрической централизацией, устанавливаются следующим образом: междурельсовые — через каждые 300 м, междупутные — через каждые 600 м. Соединители изготавливаются в виде стального провода диаметром 12 мм или стальной полосы $40 \times 4 \text{ мм}$ с прокладкой изолированно от земляного полотна и балласта [14], рис. 4.1.

На линиях с автоматической блокировкой при однопутных рельсовых цепях устанавливаются междурельсовые соединители через каждые 400 м рельсовой тяговой сети и в горловинах станций

у входных сигналов, рис. 4.2. В этом случае одна рельсовая нитка используется для протекания тягового тока, а другая — для протекания тока автоблокировки.

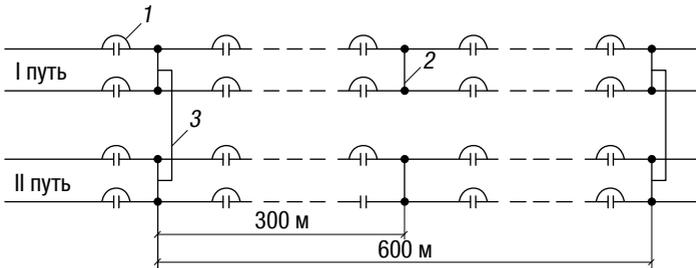


Рис. 4.1. Рельсовые тяговые сети двухпутного участка железной дороги при отсутствии автоблокировки:
1 — стыковой соединитель; 2 — междурельсовый соединитель; 3 — междупутный соединитель

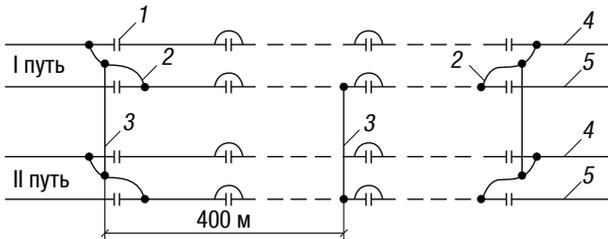


Рис. 4.2. Однорельсовые тяговые сети двухпутного участка железной дороги при автоблокировке:
1 — изолированный стык; 2 — соединения тяговых рельсов; 3 — междурельсовые соединители; 4 — тяговые рельсы; 5 — рельсы автоблокировки

На перегонах применяется схема соединения рельсовых цепей с путевыми дросселями-трансформаторами на изолированных стыках, в которой для протекания тягового тока и тока автоблокировки используются все рельсовые нитки однопутного или двухпутного участка, рис. 4.3.

Обмотки путевого дросселя присоединяют к обеим нитям рельсов. Тяговый ток минует изолированный стык по перемычке, соединяющей между собой средние точки каждой половины дросселя. Обмотки путевых дросселей выполнены из провода большого сечения и обладают малым активным и большим индуктивным

сопротивлением, поэтому они свободно пропускают постоянный тяговый ток и создают значительные сопротивления прохождению сигнального переменного тока автоблокировки. На дорогах однофазного тока промышленной частоты прохождение тяговых токов в рельсовых цепях у изолирующих стыков также обеспечивается путевыми дросселями-трансформаторами, которые включают по таким же схемам, как и на дорогах постоянного тока. В этом случае для тягового тока обмотки дросселей не представляют индуктивного сопротивления, так как магнитные потоки в каждой половине обмотки направлены навстречу друг другу (рис. 4.4) и взаимно компенсируются.

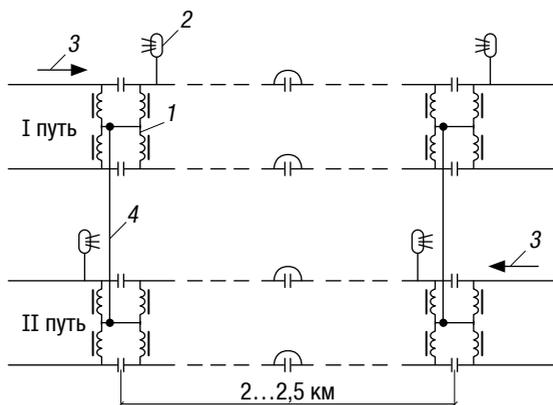


Рис. 4.3. Двухниточные рельсовые тяговые сети двухпутного участка железной дороги при автоблокировке:

- 1 — путевой дроссель-трансформатор;
- 2 — напольный сигнал светофора автоблокировки;
- 3 — нормальное направление движения поездов по I и II пути;
- 4 — междупутный соединитель

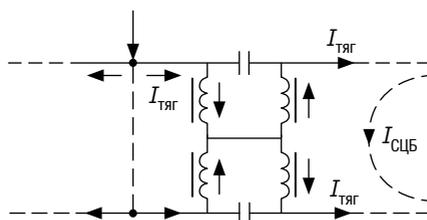


Рис. 4.4. Схема прохождения тягового тока в обмотках путевого дросселя на участке с автоблокировкой

Фидер обратного тока тяговых подстанций на участках, не оборудованных автоблокировкой, присоединяют ко всем рельсовым нитям; на станциях с электрической централизацией с однопутными рельсовыми цепями — ко всем электротяговым нитям, связанным в этом месте между собой; при двухпутных рельсовых цепях — к средней точке ближайшего путевого дроссель-трансформатора. Фидеры обратного тока выполняют как кабельными, так и воздушными с кабельной вставкой для присоединения к рельсам, такая вставка должна быть изолирована от земляного полотна.

Километровое сопротивление рельсовой цепи тягового тока определяют в зависимости от их массы в килограммах на погонный метр и удельного сопротивления рельсовой стали [5]. Масса погонного метра рельса m_p равна

$$m_p = \frac{100S_p}{1000 \cdot 100} 7,83, \text{ кг/м}, \quad (4.3)$$

где 7,83 — удельный вес рельсовой стали, г/см³;

S_p — площадь поперечного сечения рельса, мм².

Отсюда

$$S_p = \frac{1000 \cdot 100 m_p}{100 \cdot 7,83}. \quad (4.4)$$

Тогда сопротивление одиночного рельса без учета сопротивления рельсовых стыков $r'_{o.p}$ при удельном сопротивлении рельсовой стали 210 Ом · мм²/км равно

$$r'_{o.p} = \frac{7,83 \cdot 210}{1000 m_p} = \frac{1,64}{m_p} \text{ Ом/км}. \quad (4.5)$$

Сопротивление одиночного рельса с учетом сопротивления стыков увеличится в отношении

$$\gamma = \frac{l_{зв} + l_{ст}}{l_{зв}}, \quad (4.6)$$

где $l_{зв}$ — длина одного звена рельсов;

$l_{ст}$ — эквивалентная длина стыкового соединения, т.е. длина целого рельса, имеющего такое же сопротивление.

Тогда сопротивление одиночного рельса с учетом сопротивления стыков $r_{o.p}$ равно

$$r_{\text{оп}} = \gamma \cdot r'_{\text{оп}} = \frac{1,64}{m_p} \left(\frac{l_{\text{зв}} + l_{\text{ст}}}{l_{\text{зв}}} \right). \quad (4.7)$$

При числе рельсовых нитей N_p , используемых для протекания тягового тока, километровое сопротивление рельсовой цепи r_p можно определить по выражению

$$r_p = \left(\frac{l_{\text{зв}} + l_{\text{ст}}}{l_{\text{зв}}} \right) \cdot \frac{1,64}{m_p \cdot N_p}. \quad (4.8)$$

Для однопутного участка ($N_p = 2$) r_p равно

$$r_p = \frac{0,82}{m_p} \left(\frac{l_{\text{зв}} + l_{\text{ст}}}{l_{\text{зв}}} \right). \quad (4.9)$$

Приняв эквивалентную длину стыка $l_{\text{ст}} = 3$ м при $l_{\text{зв}} = 12,5$ м, получим

$$r_p = \frac{0,82}{m_p} \left(\frac{12,5 + 3}{12,5} \right) \approx \frac{1}{m_p}. \quad (4.10)$$

Для двухпутного участка при $N_p = 4$ сопротивление рельсовой цепи без учета проводимости земли

$$r_p = \frac{0,5}{m_p}. \quad (4.11)$$

При $l_{\text{зв}} = 25$ м значение километрового сопротивления рельсовой цепи может быть определено по этим же формулам путем умножения их на коэффициент 0,92.

Питающие и отсасывающие линии (фидеры). Присоединение тяговой сети к шинам тяговой подстанции осуществляется при помощи воздушных линий и редко кабельными линиями. Кабельные линии применяют в метрополитенах и тогда, когда тяговая подстанция расположена на больших станциях, где установка опор между путями затруднена. Для воздушных линий обычно применяют многожильные алюминиевые провода.

Тяговая сеть. Сопротивление тяговой сети до нагрузки $R_{тс}$ складывается из сопротивлений питающего фидера $R_{пф}$, контактной сети $R_{кc}$, рельсовой цепи R_p и фидера обратного тока (отсасывающей линии тяговой подстанции) $R_{ф.от}$, рис. 4.5.

$$R_{тс} = R_{пф} + R_{кc} + R_p + R_{ф.от} \quad (4.12)$$

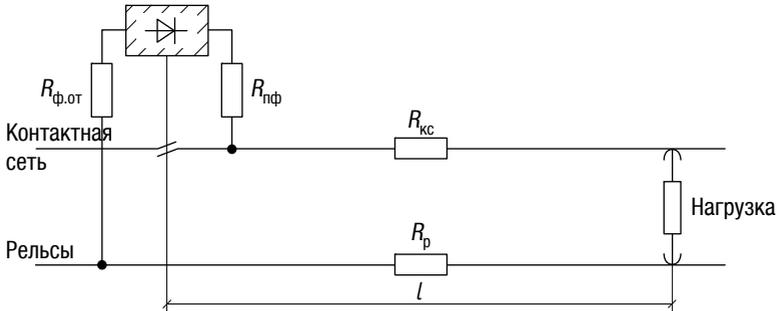


Рис. 4.5. Принципиальная схема питания тяговой сети однопутного участка

Сопротивление питающего фидера и фидера обратного тока во много раз меньше сопротивления контактной сети и рельсовой цепи, поэтому обычно сопротивление тяговой сети до нагрузки, находящейся на расстоянии l от подстанции определяют следующим образом:

$$R_{тс} = R_{кc} + R_p, \quad (4.13)$$

где $R_{кc} = r_{кc} l$ и $R_p = r_p l$;

$r_{кc}, r_p$ — километровые сопротивления контактной сети и рельсовой цепи.

Зависимости сопротивлений рельсовой цепи, контактной сети и тяговой сети от длины для отдельных типов рельсов и контактных подвесок представлены на рис. 4.6 [6].

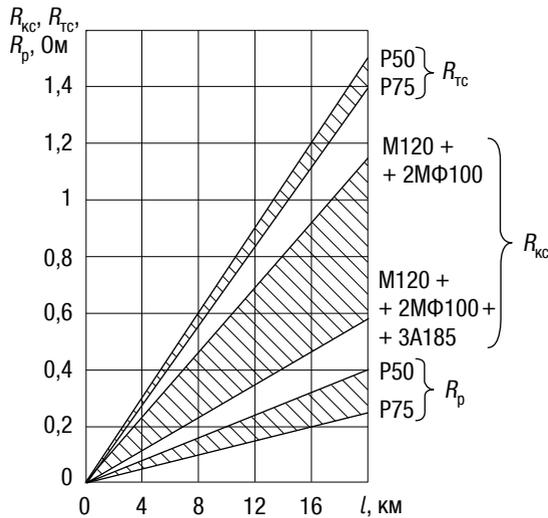


Рис. 4.6. Составляющие сопротивления тяговой сети электрифицированных железных дорог без учета сопротивления земли

4.2. Распределение потенциала и тока в рельсах. Влияние проводимости земли на сопротивление тяговой сети

На железных дорогах рельсы не изолированы от земли, а укладываются на шпалы, лежащие на балластном слое. Рельсы, непрерывно соединенные с землей через переходные сопротивления шпал, балластного слоя и земляного полотна, обладают определенным электрическим сопротивлением. Ток, протекающий по ним между электровозом и фидером обратного тока, вызывает падение напряжения. Под воздействием падения напряжения часть тока из рельсов через переходное сопротивление ответвляется в землю (ток утечки) и протекает по ней, как по параллельному рельсам проводнику. Затем этот ток из земли через переходное сопротивление возвращается в рельсовую цепь в зоне присоединения фидера обратного тока. В любом поперечном сечении $x-x$ на участке между электровозом и подстанцией сумма токов в рельсах I_{px} и земле (блуждающий ток) I_{zx} равна току электровоза I , рис. 4.7.

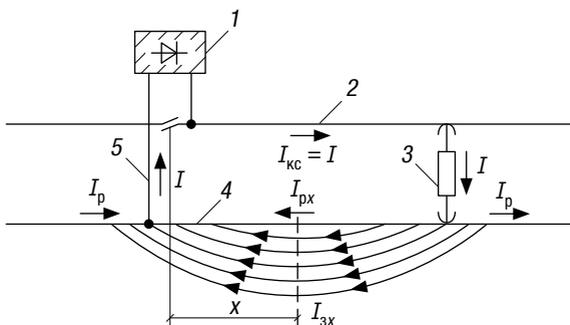


Рис. 4.7. Схема протекания токов в тяговой сети:
 1 — подстанция; 2 — контактная сеть;
 3 — электроподвижной состав;
 4 — тяговые рельсы; 5 — фидер обратного тока

Блуждающие токи протекают не только по земле, но и по всем металлическим подземным и наземным сооружениям, имеющим контакт с землей. В местах выхода токов с тяговых рельсов и металлических сооружений происходит вынос металла вследствие электрохимической коррозии, поэтому протекание тока по земле есть явление нежелательное, хотя в результате шунтировки рельсовой цепи землей общее сопротивление ее уменьшается, а значит, уменьшаются потери напряжения и потери электрической энергии в обратном проводе. Следует заметить, что на практике приходится часто встречаться с весьма сложным распределением токов и потенциалов в рельсах, земле и металлических сооружениях в связи с неодинаковым переходным сопротивлением. Поэтому в теоретических расчетах потенциала и тока в рельсах и соответственно тока в земле приходится принимать ряд существенных допущений:

1. В переходное сопротивление «рельсы—земля» включается так называемое сопротивление растеканию (сопротивление самой земли на пути тока утечки в верхних слоях земляного полотна рельсового пути).

2. Сопротивление земли, являясь практически неограниченным объемным проводником тока, обладает малым сопротивлением блуждающему току и может быть принято равным нулю. Следует заметить, что блуждающие токи обнаруживались на расстоянии 50 км и более от тяговых рельсов, что говорит о приемлемости такого допущения.

3. Сопротивление рельсовой цепи и переходное сопротивление «рельсы—земля» постоянно по длине межподстанционной зоны.

В результате таких допущений схема (рис. 4.7) заменяется схемой рис. 4.8, на которой показано соединение рельсов с землей через переходные сопротивления.

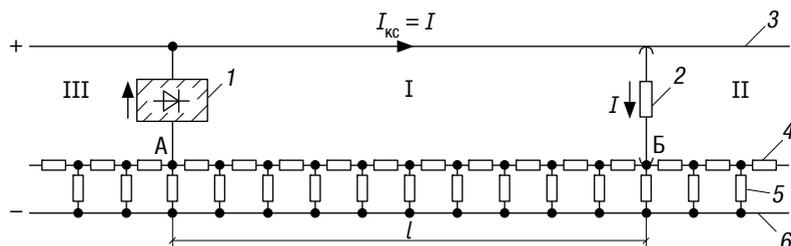


Рис. 4.8. Расчетная схема для определения токов в рельсах и земле на участке железной дороги постоянного тока:
 1 — подстанция; 2 — нагрузка; 3 — контактная сеть; 4 — рельсы;
 5 — переходное сопротивление; 6 — проводник (с сопротивлением, равным нулю), заменяющий землю

Как видно из рис. 4.8, ток I из точки Б будет протекать к точке А, ответвляясь от точки Б не только влево (участок рельсовой цепи I, но и вправо (участок II). Точно так же и возвращаться на подстанцию ток будет не только через рельсы участка I, но и через рельсы участка III. Расчет распределения потенциалов и токов в рельсовой цепи для такой схемы с одной подстанцией и одной нагрузкой можно вести сразу, учитывая, что ток подстанции равен току, протекающему от рельсов к подстанции через фидер обратного тока, т.е. току электровоза I . Однако проще рассчитать распределение токов в рельсах и земле и потенциалов «рельсы—земля» для электровоза и фидера обратного тока как для отдельных сосредоточенных нагрузок, а затем, воспользовавшись известным из электротехники методом наложения, получить полную картину распределения потенциалов и токов как результат совместного действия этих одиночных нагрузок.

Рассматривая схему рельсовой цепи с одной нагрузкой, представим, что рельсы имеют бесконечную протяженность, а для обеспечения контура току утечки имеется заземлитель 3 нулевого сопротивления, отнесенный в бесконечность и связанный с нагрузкой проводом нулевого сопротивления и источником напряжения, достаточным для протекания в этом контуре тока I , рис. 4.9.

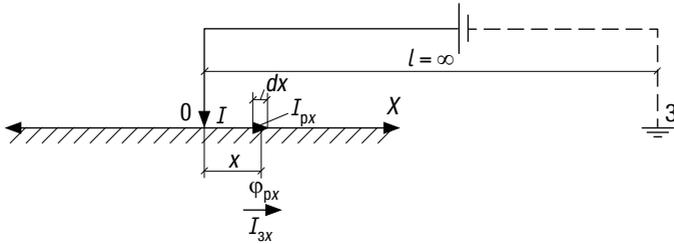


Рис. 4.9. Расчетная схема с одной сосредоточенной нагрузкой

Выделим элементарный участок рельсовой цепи dx , расположенный справа (или слева) от нагрузки I на расстоянии x . Обозначим продольное сопротивление 1 км рельсов как r_p и удельное переходное сопротивление от рельсов к земле как r_n . Сопротивление рельсовой цепи на длине dx равно $r_p dx$. Переходное сопротивление этого элемента равно r_n/dx . Ток в рельсах на расстоянии x от нагрузки I , равен I_{px} . Ток в земле на этом расстоянии I_{zx} . Потенциал рельса на расстоянии x от нагрузки φ_{px} . Тогда приращение потенциала рельсов на элементе длины dx , очевидно, равно по величине и противоположно по знаку потере напряжения на нем [5]

$$d\varphi_{px} = -I_{px} r_p dx, \quad (4.14)$$

откуда

$$\frac{d\varphi_{px}}{dx} = -I_{px} r_p. \quad (4.15)$$

Положительное направление тока принято здесь совпадающим с положительным направлением оси X . Утечка тока на протяжении элемента длины dx определяется потенциалом рельса φ_{px} и переходным сопротивлением между рельсами и землей на длине dx , которое равно r_n/dx . Следовательно, утечка тока из рельсов в землю на длине dx равна

$$\varphi_{px} \frac{r_n}{dx} = \frac{\varphi_{px}}{r_n} dx. \quad (4.16)$$

Так как приращение тока dI_{px} в рельсах на длине dx равно току утечки и обратно ему по знаку, то можно написать

$$dI_{\text{px}} = -\frac{\varphi_{\text{px}}}{r_{\text{п}}} dx, \quad (4.17)$$

откуда получаем

$$\frac{dI_{\text{px}}}{dx} = -\frac{\varphi_{\text{px}}}{r_{\text{п}}}. \quad (4.18)$$

Знак минус показывает, что с увеличением x (см. рис. 4.9) ток в рельсах уменьшается. Два дифференциальных уравнения (4.15) и (4.18) представляют собой систему уравнений с двумя неизвестными φ_{px} и I_{px} . Для исключения из них одного неизвестного продифференцируем уравнение (4.15) по x

$$\frac{d^2\varphi_{\text{px}}}{dx^2} = -r_{\text{п}} \frac{dI_{\text{px}}}{dx}, \quad (4.19)$$

откуда имеем

$$\frac{dI_{\text{px}}}{dx} = -\frac{1}{r_{\text{п}}} \frac{d^2\varphi_{\text{px}}}{dx^2}. \quad (4.20)$$

Левые части уравнений (4.18) и (4.20) одинаковы, тогда

$$-\frac{1}{r_{\text{п}}} \frac{d^2\varphi_{\text{px}}}{dx^2} = -\frac{\varphi_{\text{px}}}{r_{\text{п}}}, \quad (4.21)$$

или

$$\frac{d^2\varphi_{\text{px}}}{dx^2} - \alpha^2\varphi_{\text{px}} = 0, \quad (4.22)$$

где $\alpha = \sqrt{r_{\text{п}} / r_{\text{п}}}$.

Общим решением уравнения (4.22), как известно, будет выражение

$$\varphi_{\text{px}} = Ae^{\alpha x} + Be^{-\alpha x}. \quad (4.23)$$

Продифференцируем уравнение (4.23) по x

$$\frac{d\varphi_{\text{px}}}{dx} = \alpha(Ae^{\alpha x} - Be^{-\alpha x}). \quad (4.24)$$

Приравнивая правые части уравнений (4.15) и (4.24), получим выражение для определения тока в рельсовой цепи на расстоянии x от нагрузки

$$I_{\text{px}} = -\frac{1}{R_{\text{B}}}(Ae^{\alpha x} - Be^{-\alpha x}), \quad (4.25)$$

где $R_{\text{B}} = \sqrt{r_{\text{p}} \cdot r_{\text{п}}}$.

Величины α и R_{B} для рельсовых цепей по аналогии с терминологией для длинных линий можно назвать соответственно коэффициентом распространения и волновым сопротивлением. Формулы (4.23) и (4.25) являются общим решением системы уравнений. Для определения значений A и B воспользуемся граничными условиями. При $x = \infty$ потенциал «рельсы–земля» $\varphi_{\text{px}} = 0$. Следовательно, из уравнения (4.23) $0 = Ae^{\alpha \infty} + 0$, что возможно только при $A = 0$. Тогда уравнения (4.23) и (4.25) примут вид

$$\begin{aligned} \varphi_{\text{px}} &= Be^{-\alpha x}, \\ I_{\text{px}} &= \frac{B}{R_{\text{B}}}e^{-\alpha x}. \end{aligned} \quad (4.26)$$

При $x = 0$ ток I будет растекаться поровну в обе стороны рельсовой цепи. Тогда при $x = 0$ $I_{\text{px}=0} = \frac{I}{2}$ и согласно (4.26)

$$\frac{I}{2} = \frac{B}{R_{\text{B}}},$$

откуда

$$B = \frac{R_{\text{B}}I}{2}. \quad (4.27)$$

Подставив B в уравнение (4.26), окончательно получим

$$\varphi_{\text{px}} = \frac{IR_{\text{B}}}{2}e^{-\alpha x}. \quad (4.28)$$

$$I_{\text{px}} = \frac{I}{2}e^{-\alpha x}. \quad (4.29)$$

Сумма токов в земле и рельсах в каждом сечении (см. рис. 4.7) должна равняться току контактной сети. Ток в земле на расстоянии x от нагрузки равен

$$I_{zx} = I_{кс} - I_{px} \quad (4.30)$$

Формулы (4.28), (4.29), (4.30) являются основными для расчета потенциала «рельсы—земля», токов в рельсах и земле. Если за положительное направление тока в рельсах принять направление его вправо от нагрузки (см. рис. 4.10), то токи в рельсах и земле влево от нагрузки будут иметь отрицательные значения.

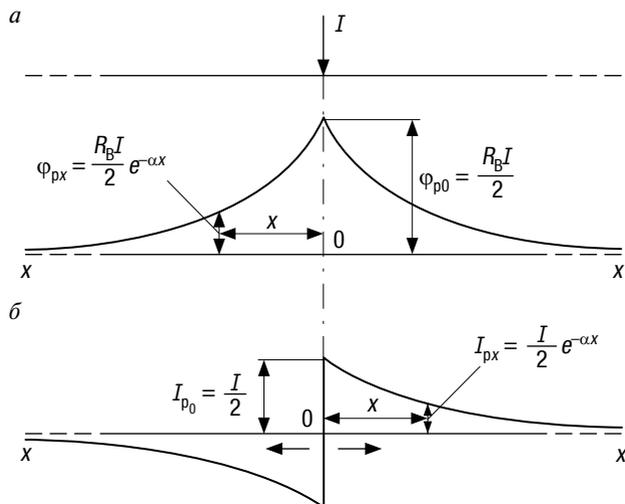


Рис. 4.10. Диаграммы изменения:
 а — потенциала рельсов относительно земли,
 б — тока рельсовой цепи при одной сосредоточенной нагрузке

Для тока подстанции направление его протекания противоположно направлению протекания тока нагрузки I , и в формулы (4.28), (4.29), (4.30) значение тока I надо подставлять с отрицательным знаком. Применяя метод наложения, достаточно просто построить диаграммы потенциала и тока для любой схемы нагрузок. Для схемы одностороннего питания одной нагрузки построение диаграмм потенциала и тока в рельсах, тока в контактной сети и земле представлено на рис. 4.11.

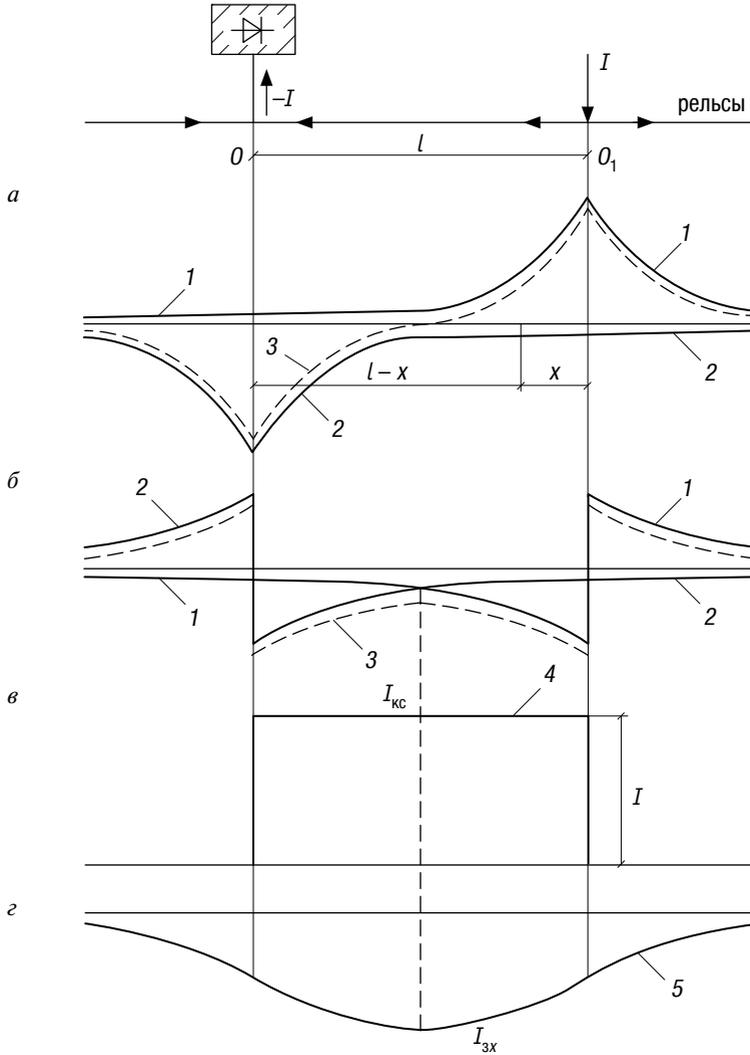


Рис. 4.11. Диаграммы изменения:

a — потенциала «рельсы–земля»; *б* — тока в рельсовой цепи; *в* — тока в контактной сети; *г* — тока в земле по длине участка; *I* — потенциал «рельсы–земля», ток в рельсовой цепи, создаваемой нагрузкой I ; 2 — потенциал «рельсы–земля», ток в рельсах от нагрузки подстанции $-I$; 3 — суммарный потенциал «рельсы–земля» $\varphi_{рх\Sigma}$, суммарный ток в рельсовой цепи $I_{рх\Sigma}$; 4 — ток контактной сети $I_{к.с} = I$; 5 — ток в земле $I_{з.х} = I_{к.с} - I_{рх\Sigma}$

Пользуясь формулами (4.28), (4.29), определим потенциал «рельсы–земля» и ток в рельсовой цепи на расстоянии x от нагрузки и на расстоянии $(l-x)$ от подстанции

$$\varphi_{px} = \frac{IR_B}{2} e^{-\alpha x}, \quad (4.31)$$

$$I_{px} = \frac{I}{2} e^{-\alpha x}. \quad (4.32)$$

Соответственно

$$\varphi_{p(l-x)} = -\frac{IR_B}{2} e^{-\alpha(l-x)}, \quad (4.33)$$

$$I_{p(l-x)} = \frac{I}{2} e^{-\alpha(l-x)}. \quad (4.34)$$

Сложив правые части выражений (4.31), (4.33) и (4.32), (4.34), получим суммарное значение потенциалов и токов в рельсах

$$\varphi_{px\Sigma} = \frac{IR_B}{2} (e^{-\alpha x} - e^{-\alpha(l-x)}), \quad (4.35)$$

$$I_{px\Sigma} = \frac{I}{2} (e^{-\alpha x} + e^{-\alpha(l-x)}). \quad (4.36)$$

Диаграммы, построенные на рис. 4.11, описываются вышеприведенными выражениями. Используя формулу (4.35), определим эквивалентное сопротивление рельсовой цепи с учетом утечки тока в землю

$$R_p = \frac{\varphi_{po\Sigma} - \varphi_{po1\Sigma}}{I}, \quad (4.37)$$

где $\varphi_{po\Sigma}$, $\varphi_{o1\Sigma}$ — суммарный потенциал «рельсы–земля» в точках О и O_1 , т.е. в месте присоединения фидера обратного тока к рельсовой цепи и месте нахождения электровоза. Тогда получим

$$R_p = \frac{R_B}{2} [(1 - e^{-\alpha l}) - (e^{-\alpha l} - 1)],$$

или

$$R_p = R_B(1 - e^{-\alpha l}). \quad (4.38)$$

Характер зависимости сопротивления рельсовой цепи от длины с учетом шунтировки рельсовой цепи землей показан на рис. 4.12.

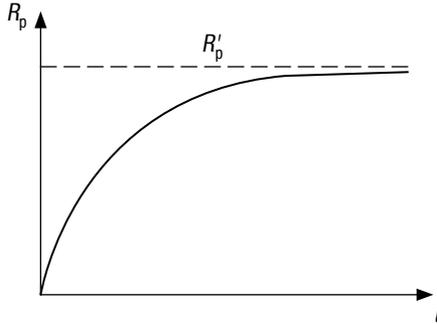


Рис. 4.12. Зависимость сопротивления рельсовой цепи от длины участка

Следует особо подчеркнуть, что приведенные формулы справедливы тогда, когда протяженность рельсового пути может быть принята по обе стороны от нагрузок электровозов и подстанций бесконечной. При нагрузке, бесконечно удаленной от подстанции, эквивалентное сопротивление рельсового пути равно волновому сопротивлению такой цепи

$$R'_p = R_B = \sqrt{r_p r_{п}}. \quad (4.39)$$

Практически на расстояниях от нагрузки до подстанции (12–20) км R_p незначительно отличается от R'_p .

Для случая двустороннего питания контактной сети и одной нагрузки, расположенной на межподстанционной зоне, суммарный потенциал рельсов относительно земли, суммарный ток в рельсовой цепи, ток в контактной сети и земле представлены на рис. 4.13.

Токи подстанций А и Б определяются исходя из следующих соотношений, когда $U_A = U_B$:

$$\begin{aligned} I_A &= I \frac{l_B}{l}, \\ I_B &= I \frac{l_A}{l}. \end{aligned} \quad (4.40)$$

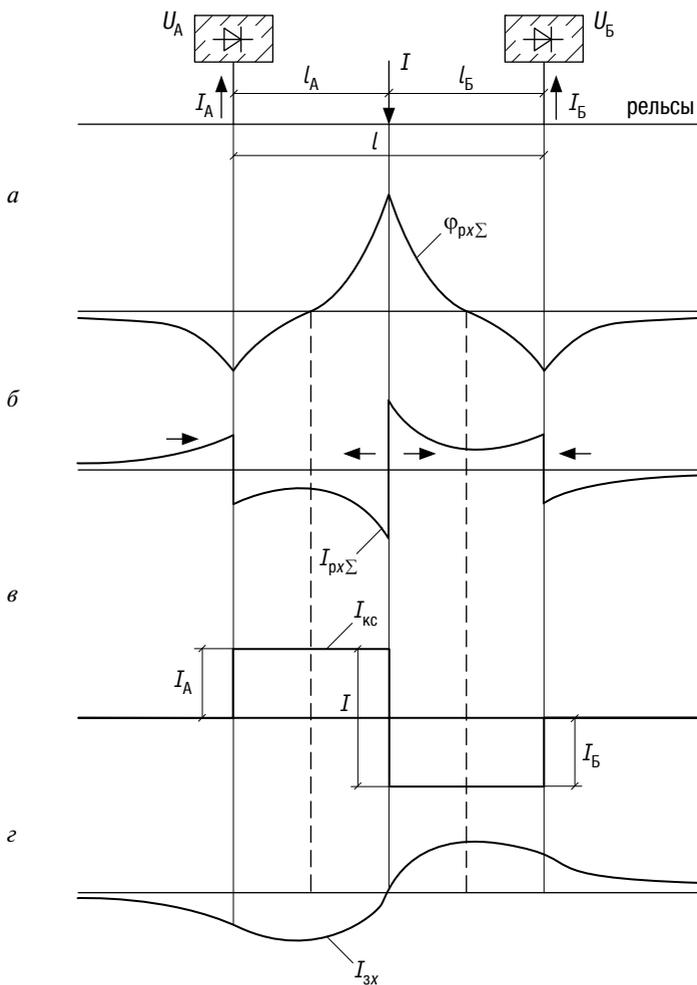


Рис. 4.13. Диаграммы изменения:
a — суммарного потенциала $\Phi_{рх\Sigma}$, *б* — тока в рельсовой цепи $I_{рх\Sigma}$,
в — тока контактной сети $I_{к.с}$, *г* — тока в земле $I_{3,x}$

При неравенстве напряжений на шинах смежных подстанций, например $U_A > U_B$, токи подстанций находят с учетом возникновения уравнительного тока (подробнее изложено в гл. 11)

$$I_A = I \frac{l_B}{l} + \frac{U_A - U_B}{r_{тс} l},$$

$$I_B = I \frac{l_A}{l} - \frac{U_A - U_B}{r_{тс} l}, \quad (4.41)$$

где l_A, l_B — расстояния от подстанций А и Б до нагрузки;

U_A, U_B — соответственно напряжение на шинах постоянного тока подстанций А и Б;

l — длина межподстанционной зоны;

$r_{тс}$ — километровое сопротивление тяговой сети рассматриваемой зоны;

$\frac{U_A - U_B}{r_{тс} l}$ — уравнивающий ток в тяговой сети.

Исходя из представленных диаграмм (рис. 4.11 и рис. 4.13) можно сделать следующие основные выводы:

1. Потенциал рельсов относительно земли положительно максимален под нагрузкой и отрицательно максимален в зоне присоединения фидера обратного тока подстанций к рельсовой цепи.

2. В зоне положительных потенциалов «рельсы—земля» ток из рельсовой цепи стекает в землю (анодная зона рельсовой цепи), в зоне отрицательных потенциалов «рельсы—земля» ток из земли возвращается в рельсовую цепь (катодная зона рельсовой цепи).

3. Площадь под положительной частью суммарного потенциала «рельсы—земля» должна равняться площади под отрицательной частью этого потенциала.

4. В месте перехода потенциальной диаграммы через нулевое значение ток в рельсовой цепи минимален, а ток в земле имеет максимальное значение.

Следует особенно заметить, что при определении сопротивления тяговой сети электрифицированных железных дорог с учетом проводимости земли основополагающим является переходное сопротивление «рельсы—земля» $r_{п}$. Нормами установлена минимальная величина переходного сопротивления по условиям работы цепей автоблокировки 1 Ом·км, которое определяет сопротивление изоляции одного рельса от другого. В этом случае переходные сопротивления от первого рельса к балласту и от балласта ко второму рельсу соединены последовательно.

При определении тока утечки сопротивления от обоих рельсов к балластной призме будут соединены параллельно. Поэтому переходные сопротивления от обоих рельсов к балласту будут меньше переходных сопротивлений для рельсовых цепей при автоблокировке на однопутной линии в два раза, а на двухпутных участках — в четыре

раза. Переходное сопротивление, входящее в приведенные формулы, зависит от ряда факторов: от материала и степени загрязнения балласта, пропитки шпал антисептиками, от влажности и т.д. Наибольшее сопротивление дает щебеночный балласт, меньше — гравий, затем песчаный и ниже всего песчаный с примесью глины. При сухом балласте эти значения могут увеличиваться в 2,5–5 раз, а при промерзшем балласте в зависимости от степени промерзания — в 10–100 раз. Поэтому при изменении в широких пределах переходного сопротивления определить сопротивление рельсов с учетом цепи через землю является достаточно сложной задачей. Задача усложняется еще и в связи с тем, что непрерывно изменяется число и место расположения перемещающихся нагрузок на межподстанционной зоне, что вызывает взаимное изменение протяженности анодной, катодной и нейтральных зон рельсовой цепи.

В связи с вышеизложенным вызывает интерес методика определения сопротивления рельсовой цепи с учетом цепи через землю, предложенная в [12]. Сопротивление 1 км рельсовой сети r_p находят как

$$r_p = \frac{k r'_{o.p}}{N}, \quad (4.42)$$

где $r'_{o.p}$ — сопротивление сплошной рельсовой нити;

k — коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления рельсовой нити вследствие наличия стыков;

N — число параллельно соединенных рельсовых нитей.

Коэффициент k при применении приварных электрических соединителей обычно принимается равным 1,2. На однопутных линиях при автоблокировке число параллельно соединенных рельсовых нитей $N = 2$, а на двухпутных $N = 4$.

Шунтирующее действие грунта при определении сопротивления рельсовой цепи r'_p может быть учтено умножением r_p на коэффициент k_p , меньший единицы. Таким образом,

$$r'_p = k_p r_p. \quad (4.43)$$

Коэффициент k_p может быть найден по кривым, рис. 4.14.

По горизонтальной оси отложено произведение αL , где α — коэффициент распространения, характеризующий утечку тока из рельсов в грунт, а L — длина участка при одностороннем питании или половина расстояния между подстанциями при двустороннем питании в км.

$$\alpha = \sqrt{\frac{r_p}{r_{\Pi}}}, \quad (4.44)$$

где r_{Π} — переходное сопротивление 1 км рельсового пути.

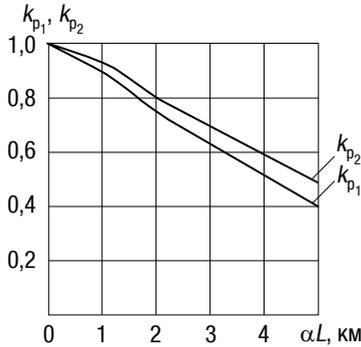


Рис. 4.14. Кривые для определения коэффициента k_p

Кривые для определения значений коэффициента k_p даны на рис. 4.14. Нижнюю кривую k_{p1} используют для нахождения сопротивления рельсовой сети при определении потери напряжения в конце участка при одностороннем питании и в точке токораздела при двустороннем питании; верхнюю кривую k_{p2} — при определении средней потери напряжения и потерь мощности.

Когда определяют величины при наибольшем значении r_p (неблагоприятные условия), шунтирующее действие грунта не учитывают. Отметим, что при оценке потенциалов и токов в рельсовых цепях земля рассматривалась как проводник бесконечно большого сечения, т.е. сопротивление земли равнялось нулю. Протекание тока в ней не создает потерь напряжения, все точки земли вдоль рельсов эквипотенциальны, и через переходные сопротивления от земли к подземному металлическому сооружению и с сооружения на землю ток протекать не может. На самом деле блуждающие токи по подземным сооружениям протекают и, следовательно, при оценке электрокоррозии подземных сооружений пренебрегать сопротивлением земли нельзя [5, 7].

Сопротивления контактной сети для различных подвесок, сопротивления рельсовой цепи без учета и с учетом цепи через землю, сопротивления тяговой сети представлены в [5, 15, 16].

Глава 5

СОПРОТИВЛЕНИЕ ТЯГОВОЙ СЕТИ ПРИ СИСТЕМЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

5.1. Общие исходные положения при определении сопротивления тяговой сети переменного тока

Сопротивление электрической цепи переменного тока любой конфигурации имеет активную и индуктивную составляющие, исходя из которых определяют полное сопротивление такого контура. Если электрическая цепь не имеет контакта с землей или другими токопроводящими элементами, расчет сопротивления такой цепи не представляет трудностей. Значительно сложнее расчет сопротивления электрической цепи, которая имеет контакт с землей, что характерно для тяговых сетей при электрификации железной дороги на переменном токе. Главной отличительной особенностью расчета в этом случае по сравнению с расчетом сопротивления тяговой сети на постоянном токе является наличие электромагнитной связи между отдельными контурами, составляющими тяговую сеть.

Рассмотрим простейшую схему одностороннего питания одной нагрузки I (рис. 5.1), [5].

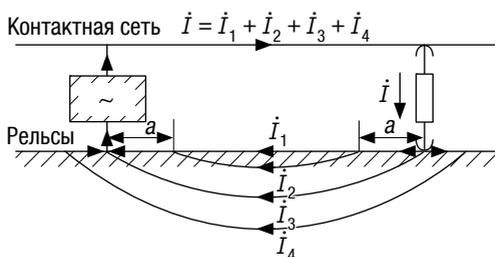


Рис. 5.1. Схема протекания токов на линии с однофазной нагрузкой

Ток в контактной подвеске \dot{I} равен сумме токов, каждый из которых протекает по своему участку рельсов и земли, условно обозначенных $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3, \dot{I}_4 \dots$ (см. рис. 5.1). Таким образом, тяговая сеть переменного тока представляет собой ряд наложенных друг на друга контуров: контур тока \dot{I}_1 , контур тока \dot{I}_2 и т.д. Одна часть цепи для всех контуров является общей, состоящей из подстанции, контактной сети и электровоза, вторая часть для каждого контура индивидуальна и состоит из некоторой длины рельса (например, для контура с током \dot{I}_2 — длина a), переходного сопротивления «рельс — грунт» и сопротивления соответствующей части земли. Индуктивное сопротивление каждого контура состоит из внутреннего и внешнего сопротивления. Последнее зависит от размеров контура: чем больше расстояние между током в контактной подвеске и током в земле, тем больше индуктивность, определяющая внешнее сопротивление. Следовательно, контур тока \dot{I}_1 имеет меньшую индуктивность, чем контур тока \dot{I}_2 (см. рис. 5.1). В связи с тем, что контуры имеют различную индуктивность, токи $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3, \dot{I}_4 \dots$ будут сдвинуты по фазе относительно друг друга. По той же причине плотность тока в земле падает с удалением от поверхности земли и тем быстрее, чем выше его частота. При частоте 50 Гц ток в земле распространяется в стороны и в глубину на несколько километров, а ток звуковой частоты только на несколько сот метров. Если линия контактной сети переменного тока идет по кривой или делает петлю, обратный ток в земле следует по той же кривой, т.е. не идет по наиболее короткому пути, что характерно для постоянного тока. Это объясняется тем, что ток в земле вследствие магнитного взаимодействия подтягивается к проводу и держится вблизи него на расстояниях, зависящих от частоты тока. Присутствие рельсов с нелинейным сопротивлением на поверхности земли дополнительно усложняет определение сопротивления тяговой сети

переменного тока. Ток, протекающий по рельсам, зависит от переходного сопротивления «рельсы—земля» и от сопротивления самих рельсов. Последнее, в свою очередь, зависит от тока в рельсах, как во всяком пассивном стальном проводнике (более подробно об этом в 5.2). Так как ток в рельсах падает по мере приближения к середине участка (см. рис. 5.1), то и сопротивление рельсов по его длине изменяется. Ввиду того, что полное сопротивление рельсовой цепи переменному току значительно больше их омического сопротивления постоянному току, тяговый ток стекает с рельсов в непосредственной близости от электроваза и возвращается на рельсы в непосредственной близости от места присоединения к рельсовой цепи фидера обратного тока (рис. 5.2).

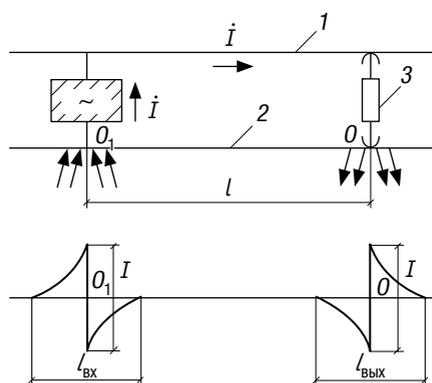


Рис. 5.2. Схема протекания тягового тока в рельсовой цепи

Зоны выхода тягового тока с рельсов $l_{\text{ВЫХ}}$ и возврата на рельсы $l_{\text{ВХ}}$ оказываются существенно меньше расстояний между подстанциями и между подстанциями и нагрузкой l . В точке выхода тока O он разделяется в земле на бесчисленное множество токов $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3, \dot{I}_4 \dots$, протекающих в различных слоях земли на различной глубине от ее поверхности. В узлах O и O_1 они связаны в соответствии с первым законом Кирхгофа равенством

$$\dot{i} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_4 + \dots$$

Все вышеуказанное показывает сложность распределения токов между рельсами и землей. Если учесть, что на межподстанционных зонах имеется не одна нагрузка, а несколько и питаются они

от ряда подстанций, да и нагрузки непрерывно перемещаются, число и их ток изменяются, то необходимо для решения поставленной задачи прибегать к немалому числу упрощений и допущений.

Одно из них состоит в том, что все токи в земле заменяются одним эквивалентным. Тогда в схеме одностороннего питания одной нагрузки можно рассмотреть три отдельные составляющие тока, протекающего по трем контурам, рис. 5.3:

1. «Контактная сеть — земля» (сплошные стрелки);
2. «Контактная сеть — рельсы» («штриховые стрелки»);
3. «Рельсы — земля» (штрихпунктирные стрелки).

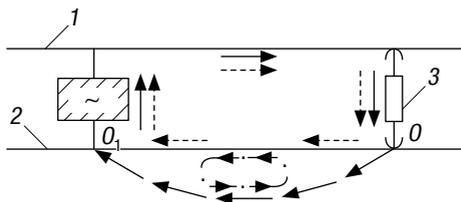


Рис. 5.3. Схема токораспределения в тяговой сети на участке переменного тока:

1 — контактная сеть; 2 — рельсы

Поэтому ток в рельсах получается как геометрическая сумма двух составляющих: ток контура 2 (тяговая составляющая тока) и ток контура 3 (вихревая составляющая тока, наводимая током контура «контактная сеть — земля»). Следует заметить, что тяговая составляющая тока в рельсах падает быстрее, чем при постоянном токе, поэтому при достаточно большом расстоянии от подстанции до нагрузки можно считать, что ток в рельсах пропорционален току в контактной сети (рис. 5.4).

Из векторной диаграммы (рис. 5.4) видно, что ток контактной сети \dot{I} вызывает в контуре «рельсы — земля» ЭДС взаимной индукции $\dot{E}_{рз}$, которая обуславливает протекание тока в этом контуре $\dot{I}_{рз}$. Вихревой ток приводит к увеличению плотности тока в поверхностных слоях и уменьшению в удаленных от поверхности слоях земли. Суммарный ток в рельсах и земле должен быть равен току в контактной сети, а разность между токами \dot{I} и $\dot{I}_{рз}$ дает эквивалентный ток в земле $\dot{I}_з$. Если рассматривать векторную диаграмму, когда нагрузка расположена вблизи подстанции, где в рельсах сохраняется некоторая часть тягового тока I_r , то сумма токов ($\dot{I}_{рз} + \dot{I}_з$) должна равняться ($\dot{I} - \dot{I}_r$).

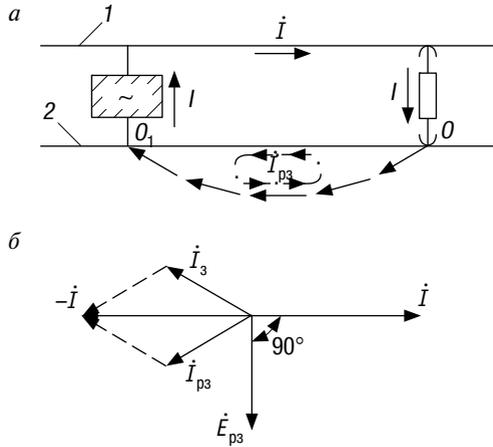


Рис. 5.4. Схема протекания токов (а) и векторная диаграмма (б) для случая большого расстояния от подстанции до нагрузки:
 I — контактная сеть; 2 — рельсы

Пренебрегая тяговой составляющей тока в рельсовой цепи и полагая, что в рельсах есть только вихревой ток, будем рассматривать контуры 1 и 3. Для определения индуктивности контуров и взаимной индуктивности между контурами могут быть использованы формулы, полученные для бесконечно длинной линии [5]. Полное сопротивление одного километра контуров 1 и 3 можно представить как сумму трех слагаемых

$$z = r_a + jx' + jx'', \quad (5.1)$$

где r_a — активное сопротивление контура;

x' — индуктивное сопротивление контура, определяемое внешним магнитным полем;

x'' — индуктивное сопротивление контура, определяемое внутренним магнитным полем.

Сопротивление x' равно

$$x' = wL, \quad (5.2)$$

где L — индуктивность контура за счет внешнего магнитного поля;

$w = 2\pi f$ — угловая частота.

Сопротивление x'' определяется выражением [5]

$$x'' = w \frac{\mu}{2} 10^{-4}, \quad (5.3)$$

где μ — относительная магнитная проницаемость провода.

Для медных и алюминиевых проводов $\mu = 1$, тогда

$$x'' = \frac{w}{2} 10^{-4}. \quad (5.4)$$

Для контура «контактный провод — земля» полное сопротивление z_k равно

$$z_k = r_a + jw(L + 0,5 \cdot 10^{-4}). \quad (5.5)$$

Сопротивление x'' для цветных проводов составляет всего около 4% полного индуктивного сопротивления, а внешнее сопротивление — 96%, поэтому значением x'' при расчетах, как правило, пренебрегают.

Для контура «рельсы — земля», принимая, что внутреннее индуктивное сопротивление равно 75% активного сопротивления, полное сопротивление z_p равно [5],

$$z_p = r_{pa} + j(wL_p + 0,75r_{pa}), \quad (5.6)$$

где r_{pa} — активное сопротивление рельсовой цепи, см. 5.2,

L_p — индуктивность контура «рельсы — земля» за счет внешнего магнитного поля.

Полное сопротивление взаимной индукции между контурами 1 и 3

$$z_m = jx_m = jwM, \quad (5.7)$$

где M — удельное значение коэффициента взаимной индукции между контурами.

Для определения удельных значений коэффициентов самоиндукции и взаимной индукции пользуются формулами, выведенными при условии использования в качестве обратного провода земли, имеющей конечную проводимость. Расчетная схема метода имеет вид, представленный на рис. 5.5 [5].

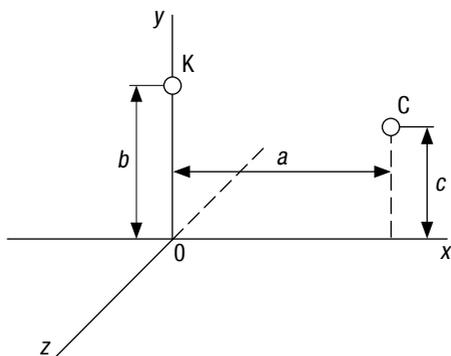


Рис. 5.5. Схема для определения коэффициента взаимоиנדукции двух контуров:
K — индуктирующий провод;
C — провод, в котором индуктируется ЭДС

Если длинный прямой провод *K*, проложенный параллельно плоской поверхности земли вдоль оси *z* с координатами $0b$, находится в воздухе и по этому проводу протекает синусоидальный переменный ток I_K , то вокруг него возникает переменное магнитное поле, вызывающее в проводе *C* с координатами ac ЭДС взаимоиנדукции, определяемой из следующего выражения:

$$E_c = -j\omega M I_K l, \quad (5.8)$$

где l — длина провода, в котором индуктируется ЭДС.

ЭДС самоиндукции в самом индуктирующем проводе *K* пропорциональна коэффициенту самоиндукции. Так как тяговая сеть состоит из ряда проводов и рельсов, то при расчетах необходимо учитывать сопротивление взаимоиנדукции между всеми контурами «провод — земля» и «рельсы — земля». Отметим, что при расчете сопротивлений придется определять коэффициент взаимоиנדукции между рельсами и провисающими проводами. Последний обычно заменяют эквивалентным горизонтальным проводом. Для реальных соотношений стрел провеса и высоты провода над рельсами с достаточной для практики точностью можно принимать эквивалентный провод, расположенный на $1/3$ стрелы провеса выше наинижней точки провода.

Формулы для определения M и L , которые будут комплексными величинами, приведены в [5].

5.2. Активное сопротивление проводов контактной сети и рельсов

При электрической тяге на переменном токе в расчетах учитывают активное и индуктивное сопротивление тяговой сети, которое обычно относят к 1 км железнодорожной линии. Активной и реактивной проводимостью тяговой сети, т.е. сопротивлением утечки тока через ее изоляцию и емкостью сети так же, как и при расчете воздушных линий электропередачи напряжением до 35 кВ включительно, обычно пренебрегают.

В сетях постоянного тока встречается только понятие омического сопротивления проводов. При протекании переменного тока по проводу явление поверхностного эффекта ведет к увеличению сопротивления переменному току по сравнению с сопротивлением постоянному току. Такое сопротивление называют активным, его отношение к сопротивлению постоянному току обычно оценивается коэффициентом

$$k = \frac{r_a}{r},$$

где r_a — активное сопротивление при переменном токе,
 r — омическое сопротивление при постоянном токе.

Тогда $r_a = kr$. Активное сопротивление растет с увеличением частоты тока f , поперечного сечения проводника S , с уменьшением его периметра P и увеличением магнитной проницаемости материала μ , из которого изготовлен проводник.

Это можно записать следующим образом:

$$k = F\left(f, S, \mu, \frac{1}{P}\right). \quad (5.9)$$

Для медных и алюминиевых проводов, применяемых в контактной сети, и при тех частотах, которые имеют место на электрифицированных дорогах переменного тока, явлением поверхностного эффекта можно пренебречь и считать активное сопротивление проводов равным омическому, т.е. $k = 1$.

Наиболее сложно определение активного сопротивления проводников, изготовленных из ферромагнитных материалов, в частности из рельсовой стали. Магнитная проницаемость таких материалов зависит от величины протекающего по ним тока. Ток в рельсах непрерывно изменяется по длине межподстанционной зоны

в связи с изменением числа нагрузок, их месторасположения относительно подстанций и тока электровозов. К тому же часть этого тока протекает по земле. Величина тока, протекающего по рельсам, зависит от их сопротивления, и чем оно значительнее, тем меньше ток в рельсах, т.е. тем большая часть тока ответвляется в землю. Определение тока в рельсах, а значит, и сопротивления рельсовой цепи сводится к расчету токораспределения в сложной сети с нелинейными параметрами.

Поэтому для расчета активного сопротивления рельсов используют эмпирические формулы [17]:

$$\beta < 1 \quad k = 1 + 0,84\beta^4,$$

$$1 \leq \beta \leq 3 \quad k = 0,758 + \sqrt{1,343\beta^2 - 0,183}, \quad (5.10)$$

$$\beta \geq 3 \quad k = 0,758 + 1,159\beta.$$

Здесь

$$\beta = 2 \cdot 10^{-2} \frac{S}{P} \sqrt{\frac{f}{\rho}} \mu,$$

где S — площадь поперечного сечения рельсов,

P — периметр сечения рельсов,

f — частота тока;

ρ — удельное сопротивление рельсовой стали,

μ — относительная магнитная проницаемость рельсовой стали.

Магнитная проницаемость зависит от напряженности магнитного поля на поверхности рельса, которая определяется по формуле [17]

$$H = \frac{0,4\pi I_p}{P}, \quad (5.11)$$

где I_p — ток, протекающий по рельсу.

Ток в рельсах изменяется в весьма широких пределах, практически от нуля до нескольких сот ампер и, следовательно, в столь же широких пределах может изменяться и напряженность магнитного поля. Как видно из рис. 5.6, магнитная проницаемость увеличивается при увеличении H (следовательно, и тока в рельсах) в зонах малого насыщения, т.е. до достижения максимума магнитной

проницаемости и, наоборот, за пределами этого максимума — падает при увеличении тока. Для рельсовой стали кривая $\mu = f(H)$ имеет максимум для $H = (10-12)$ А/см. Из (5.11) имеем, что

$$I_p = \frac{HP}{0,4\pi}.$$

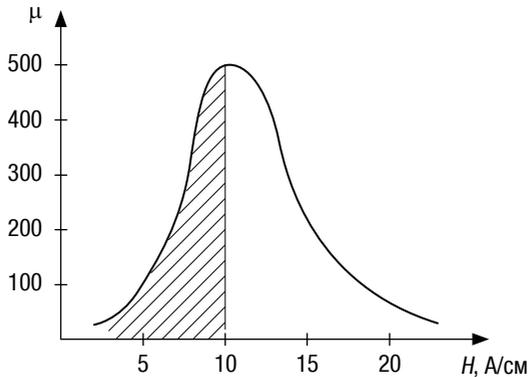


Рис. 5.6. Зависимость относительной магнитной проницаемости от напряженности магнитного поля для рельсовой стали

Тогда при напряженности магнитного поля в пределах от 10 до 12 А/см, максимум относительной магнитной проницаемости соответствует току в рельсе от 450 до 670 А. В двух рельсах одного пути ток будет равен от 900 до 1340 А, и еще вдвое больше он будет для двухпутного участка. Такие значения токов в рельсовой цепи значительно превышают реальные рабочие токи, имеющие место на железных дорогах переменного тока. Поэтому следует считать, что рельсы на электрифицированных железных дорогах переменного тока работают в зоне относительно слабых магнитных полей и, следовательно, с увеличением тока в рельсах их магнитная проницаемость и активное сопротивление растут.

Таким образом, порядок расчета активного сопротивления рельсовой цепи выглядит следующим образом:

1. Задаются средним значением реального тока в рельсовой цепи, величина которого определяется размерами движения на электрифицированном участке, токами электровозов, типом рельс и рядом других, менее значимых факторов.

2. По формуле (5.11) для данного типа рельса определяют напряженность магнитного поля и по рис. 5.6 оценивают относительную магнитную проницаемость [7].

3. По выражениям (5.11) и (5.10) оценивают значения параметра β и коэффициента k .

4. Зная коэффициент k , определяют r_a .

В литературе [5, 15, 16] приводятся данные средних значений активного сопротивления рельсов без учета и с учетом сопротивления стыков. Активное сопротивление рельсовой цепи превышает омическое в 5–10 раз в зависимости от величины протекающего по рельсам тока.

5.3. Полное сопротивление тяговой сети переменного тока

Как указано в 5.1, всю совокупность проводов и рельсов можно заменить тремя контурами. Зная активное и реактивное сопротивление каждого контура и взаимные индуктивные сопротивления их, можно найти полное сопротивление тяговой сети и активную и реактивную составляющие такого сопротивления.

Рассмотрим определение вышеуказанных величин для типовых подвесок контактной сети.

5.3.1. Однопутный участок с одним контактным проводом или цепной подвеской при стальном несущем тросе

При определении сопротивления тяговой сети будем предполагать, что контактный провод расположен горизонтально и симметрично относительно оси рельсового пути. Вследствие малой проводимости стального провода будем считать, что весь ток протекает по контактному проводу, рис. 5.7.

Падение напряжения на элементарном участке dx контура «контактный провод — рельсы» $d\Delta\dot{U}_{к-р}$ будет равно геометрической сумме падений напряжения в контуре «контактный провод — земля» $d\Delta\dot{U}_{к-з}$ и в контуре «рельсы — земля» $d\Delta\dot{U}_{р-з}$.

$$d\Delta\dot{U}_{к-р} = d\Delta\dot{U}_{к-з} + d\Delta\dot{U}_{р-з}, \quad (5.12)$$

где

$$d\Delta\dot{U}_{к-з} = \dot{I}_{зк} dx - \dot{I}_{рх} z_{кр} dx, \quad (5.13)$$

$$d\Delta\dot{U}_{р-з} = \dot{I}_{рх} z_{рх} dx - \dot{I}_{зк} dx, \quad (5.14)$$

где \dot{I} — ток в контактном проводе;

$z_{к}$ — удельное полное сопротивление контура «контактный провод — земля»;

$\dot{I}_{рх}$ — ток в рельсовой цепи;

$z_{рх}$ — удельное полное сопротивление контура «рельсы — земля»;

$z_{кр}$ — удельное сопротивление взаимной индукции между рассматриваемыми контурами.

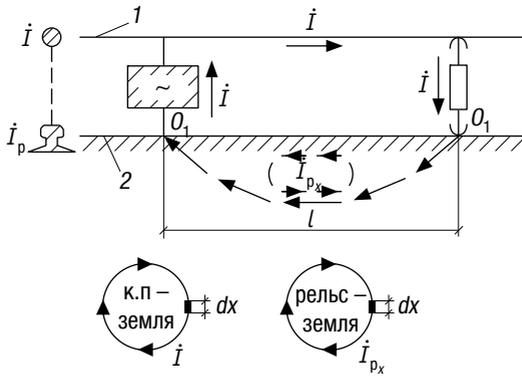


Рис. 5.7. Расчетная схема для определения сопротивления тяговой сети:

1 — контактный провод; 2 — рельсы

Подставляя (5.13) и (5.14) в (5.12), получим

$$d\Delta\dot{U}_{кр} = \dot{I}(z_{к} - z_{кр})dx + \dot{I}_{рх}(z_{рх} - z_{кр})dx. \quad (5.15)$$

Тогда падение напряжения в контуре «контактный провод — рельсы» на расстоянии l от нагрузки до подстанции $\Delta\dot{U}_{к-р} = \int_0^l d\Delta\dot{U}_{к-р}$, или

$$\Delta\dot{U}_{к-р} = \dot{I}(z_{к} - z_{кр})l + \int_0^l \dot{I}_{рх}(z_{рх} - z_{кр})dx. \quad (5.16)$$

Ток в рельсах и их сопротивление (см. 5.2) взаимозависимы и являются величинами переменными. Учет этого положения в практических расчетах не представляется возможным. Если пренебречь взаимной зависимостью между величинами $I_{рх}$ и $z_{рх}$ и заметить ток в рельсах и его сопротивление средними значениями I_p и z_p по длине пути, тогда получим

$$\Delta \dot{U}_{к-р} = \dot{I}(z_k - z_{кр})l + \dot{I}_p(z_p - z_{кр})l, \quad (5.17)$$

или на длине 1 км

$$\Delta \dot{u}_{к-р} = \dot{I}(z_k - z_{кр}) + \dot{I}_p(z_p - z_{кр}). \quad (5.18)$$

Тогда полное сопротивление тяговой сети при рассматриваемом типе подвески z равно

$$z = \frac{\Delta \dot{u}_{к-р}}{\dot{I}} = z_k - z_{кр} + (z_p - z_{кр}) \frac{\dot{I}_p}{\dot{I}}. \quad (5.19)$$

Уравнение (5.19) показывает, что сопротивление тяговой сети переменного тока зависит от соотношения токов в контактной подвеске и рельсовой цепи.

При принятом допущении, что ток в рельсах и сопротивление рельсовой цепи постоянны по длине, позволяет определить сопротивление тяговой сети только для двух предельных случаев, когда переходное сопротивление «рельсы — земля» $Z_{п} = \infty$ и когда $Z_{п} = 0$.

При незначительном расстоянии от подстанции до нагрузки $Z_{п}$ можно принять равным бесконечности, ток контактной сети \dot{I} будет полностью протекать по рельсовой цепи $\dot{I} = \dot{I}_p$. В этом случае согласно (5.19)

$$z = z_k + z_p - 2 z_{кр}. \quad (5.20)$$

При большом расстоянии l принимают $Z_{п} = 0$, тяговая составляющая тока в рельсовой цепи отсутствует. По рельсовой цепи будет протекать только вихревая составляющая тока, наведенная за счет ЭДС взаимной индукции от тока в контактной сети. Тогда

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{I} \cdot z_{кр}}{z_p}.$$

Отсюда

$$\frac{\dot{I}_p}{\dot{I}} = \frac{z_{кр}}{z_p}. \quad (5.21)$$

Подставляя это значение в (5.19), получим

$$z = z_k - z_{кр} + (z_k - z_{кр}) \frac{z_{кр}}{z_p} = z_k - \frac{z_{кр}^2}{z_p}. \quad (5.22)$$

В действительных условиях значение величины z будет лежать в пределах, определенных формулами (5.20) и (5.22), которые соответствуют положениям, что весь тяговый ток течет по рельсовой цепи, и наоборот, когда этот ток протекает по земле.

В реальных условиях на однопутной линии (рис. 5.8) падение напряжения на 1 км контура «контактный провод — первый рельс» с учетом влияния тока во втором рельсе равно

$$\Delta \dot{U}_{кр} = \dot{I} \cdot z_k - \frac{1}{2} \dot{I}_p \cdot z_{кр1} - \frac{1}{2} \dot{I}_p \cdot z_{кр2} + \frac{1}{2} \dot{I}_p \cdot z_p - \dot{I}_0 \cdot z_{кр} + \frac{1}{2} \dot{I}_p \cdot z_{p12},$$

где z_{p12} — сопротивление взаимной индукции между рельсами одного пути при двухниточной рельсовой цепи.

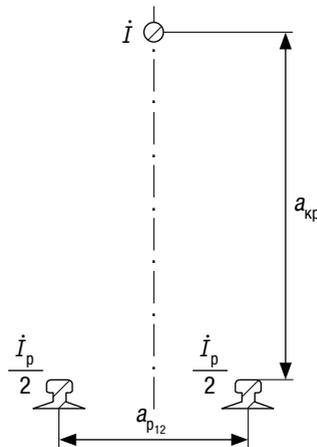


Рис. 5.8. Расчетная схема при двухниточной рельсовой цепи

Так как расстояние $a_{кp1} = a_{кp2}$, то $z_{кp1} = z_{кp2} = z_{кp}$. В этом случае имеем

$$\Delta \dot{U}_{кp} = \dot{I}(z_{к} - z_{кp}) + \frac{1}{2} \dot{I}_p(z_p + z_{p12}) - \dot{I}_p \cdot z_{кp}. \quad (5.23)$$

Сравнение выражений (5.18) и (5.23) показывает, что два рельса можно заменить одним, расположенным по оси пути, с эквивалентным сопротивлением $z_{pэ}$, равным

$$z_{pэ} = \frac{1}{2}(z_p + z_{p12}). \quad (5.24)$$

При определении параметров тяговой сети однопутного участка с токопроводящим несущим тросом кривую провисания несущего троса заменяют горизонтально расположенной относительно контактного провода или рельсовой цепи, и два рельса — одним эквивалентным. Задача решается, как и прежде, но дополнительно необходимо учитывать сопротивление взаимоиндукции между контактным проводом и несущим тросом и сопротивление взаимоиндукции между несущим тросом и рельсовой цепью.

На двухпутном участке провода контактной сети первого и второго пути в зависимости от принятой схемы питания могут иметь раздельную, узловую или параллельную схему. В двух первых случаях необходимо учитывать влияние токов в проводах каждой контактной подвески по распределению токов в рельсовой цепи, равно как и влияние токов в отдельных рельсах на распределение тока между отдельными проводами контактной сети.

Следует иметь в виду, что использованные для определения сопротивления формулы тяговой сети выведены в предположении бесконечно большого расстояния между подстанцией и нагрузкой. При этом условии в рельсах протекает только вихревой ток, который не меняется по всей длине рельсовой цепи. В действительности на концах участка наведенный ток будет уменьшаться, и будет увеличиваться от конца к середине. Имея расстояние 29–30 км между подстанцией и нагрузкой, затуханием тока на концах участка можно пренебречь и учитывать в рельсах только наведенный ток. При изменении в реальных условиях количества поездов на межподстанционной зоне и расстояния их от подстанций учесть влияние соотношения токов в рельсах и контактной подвеске на сопротивление тяговой сети в практических расчетах не представляется

возможным, однако можно достаточно точно установить предел, в котором находится это сопротивление по формулам, полученным для двух граничных условий, когда $Z_{\Pi} = \infty$ и $Z_{\Pi} = 0$.

Теперь о величинах, в расчет которых входят переходное сопротивление «рельсы — земля» и расстояние до нагрузки. К этим величинам следует отнести потери напряжения в тяговой сети, потери энергии в тяговой сети, уравнильные токи между подстанциями (транзит мощности), наведенные ЭДС в смежных линиях, токи при удаленном коротком замыкании.

Практически во всех случаях увеличение первых четырех из перечисленных величин нежелательно и, наоборот, желательно увеличение последней. Если принять $Z_{\Pi} = \infty$ (весь ток в рельсах), то потери напряжения и потери энергии увеличатся, т.е. будут обычно больше действительных, уравнильные же токи (и транзит мощности по контактной сети), ЭДС, наведенные в смежных линиях, и токи коротких замыканий уменьшатся. Следовательно, предположение $Z_{\Pi} = \infty$ приведет к запасу в расчетах первых двух и последней из приведенных величин и в противоположную сторону отразится на третьей и четвертой величинах. Предположение, что $Z_{\Pi} = 0$, дает обратный результат.

Исходя из изложенного представляется целесообразным впредь до установления четких требований специальными техническими условиями исходить из следующих положений при определении сопротивления тяговой сети [5]. Если размеры электропотребления на тягу поездов зимой и летом одинаковы, то при сопоставлении уровня напряжения с нормами минимального напряжения следует вести расчет, принимая $Z_{\Pi} = \infty$. Уравнильные токи определяют, как и величину наведенной ЭДС, в смежных линиях, по наиболее неблагоприятным условиям, т.е. исходя из $Z_{\Pi} = 0$. При выборе уставок защиты определяют минимальный ток короткого замыкания, который будет формироваться при большом переходном сопротивлении. Наименьшее его значение получится при $Z_{\Pi} = \infty$.

Полученные по выведенным выше формулам значения сопротивлений рельсовой цепи, контактной сети, тяговой сети при $Z_{\Pi} = \infty$ и $Z_{\Pi} = 0$, а также среднего значения таких сопротивлений для однопутного и двухпутного участков представлены в литературе [5, 15, 16] для различных подвесок и рельсов.

5.4. Составное и эквивалентное приведенное сопротивления тяговой сети

При умножении полного сопротивления тяговой сети в комплексном виде на ток нагрузки также в комплексном виде находят величину падения напряжения в тяговой сети до нагрузки. Для многих расчетов важным является не падение напряжения, а его потеря. Под падением напряжения понимают геометрическую разность, а под потерей напряжения — арифметическую разность между напряжением у подстанции и электровоза [5]. Для определения потери напряжения при синусоидальном токе рассмотрим векторную диаграмму для участка однофазного тока при одной нагрузке в конце его (рис. 5.9).

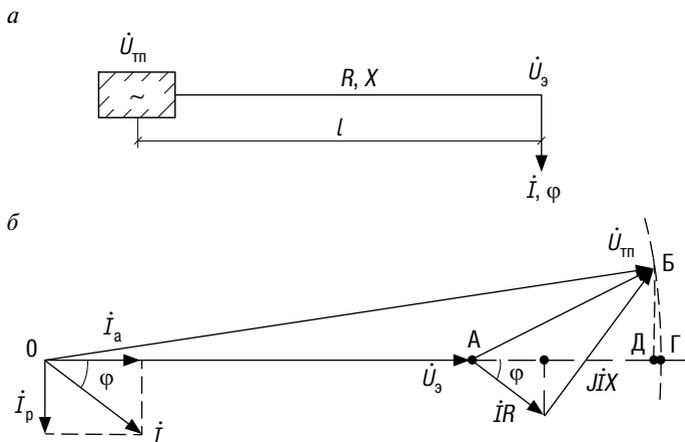


Рис. 5.9. К определению потери напряжения в тяговой сети однофазного тока:
 а — мгновенная схема с одной нагрузкой;
 б — векторная диаграмма

На рисунке обозначено: U_3 , I , φ — напряжение, ток и угол сдвига между напряжением и током на электровозе; $U_{\text{тп}}$ — напряжение на шинах тяговой подстанции; I_a , I_p — соответственно активная и реактивная составляющая тока электровоза; R , X — активное и индуктивное сопротивление тяговой сети при длине l от подстанции до нагрузки. На рисунке падение напряжения представлено отрезком AB , а потеря напряжения — отрезком AG ($B\Gamma$ — засечка радиусом OB из центра O на горизонтальной оси, на которой

расположен вектор напряжения на электровозе $U_{\text{э}}$). Если опустить перпендикуляр из точки Б в точку Д, отрезок АГ будет состоять из двух частей АД и ДГ. При расчетах обычно пренебрегают величиной ДГ, заменяя величину АГ проекцией АБ на продолжение вектора $U_{\text{э}}$, т.е. отрезком АД — продольной составляющей падения напряжения. Тогда имеем

$$\Delta U = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi),$$

или

$$\Delta U = I_a R + I_p X.$$

Таким образом, потеря напряжения есть сумма произведений активной части тока электровоза на активное сопротивление и реактивной части тока на реактивное сопротивление тяговой сети. Практически сопротивление тяговой сети r_a и x , отнесенные к 1 км, считаются постоянными по длине, тогда

$$R = r_a l, X = x l,$$

$$\Delta U = I \cdot l (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi). \quad (5.25)$$

Выражение $z_c = (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi)$ именуется составным сопротивлением тяговой сети. Понятие составного сопротивления применимо только в случае синусоидального тока нагрузки.

Кривая тока в тяговой сети при преобразовательных электровозах (см. 1.3) резко не синусоидальна [5].

Уровень напряжения в тяговой сети интересен с точки зрения его влияния на скорость движения поездов (см. гл. 3), которая определяется величиной выпрямленного напряжения, подводимого к тяговым двигателям (рис. 5.10). Поэтому несмотря на то, что в тяговой сети протекает переменный ток (см. рис. 5.10, волнистая линия), вызывающий определенное падение напряжения на ее активных и индуктивных сопротивлениях, режим напряжения оценивают, используя величину потерь выпрямленного напряжения, под которой подразумевают долю выпрямленного напряжения, теряемого на активных и реактивных сопротивлениях тяговой сети. Если на первичной обмотке трансформатора электровоза напряжение U_1 , равное напряжению в контактной сети в месте нахождения электровоза $U_{\text{кст}}$, его ток I_1 , то на вторичной обмотке трансформатора напряжение $U_2 = U_1 / k_T$ (k_T — коэффициент трансформации), а ток $I_2 = k_T I_1$. Напряжение в цепи выпрямленного тока U_d , а ток $I_d = I_2$.

Тогда для условной цепи приведенного выпрямленного тока напряжение $U'_d = k_T U_d$, а ток $I'_d = I_d / k_T$, где I'_d — приведенный выпрямленный ток электровоза, принимаемый из тяговых расчетов.

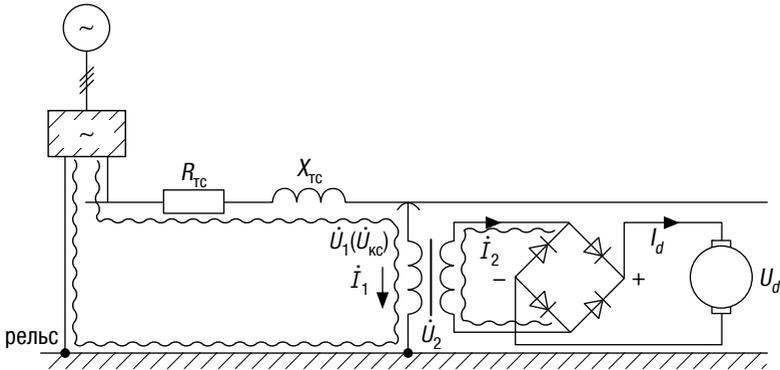


Рис. 5.10. Схема питания преобразовательного электровоза

Величина выпрямленного напряжения в преобразователе электровоза для абсолютно сглаженного тока (индуктивность в цепи постоянного тока $X_d = \infty$) определяется выражением [17]

$$U_d = U_{d0} - \frac{2}{\pi} I_d X_1, \quad (5.26)$$

где I_d — выпрямленный ток электровоза;

U_{d0} — выпрямленное напряжение холостого хода.

$X_1 = X_{тэ} + X_{тс} + X_{тп}$ — индуктивное сопротивление цепи переменного тока преобразователя, включающее в себя индуктивное сопротивление трансформатора электровоза, тяговой сети и тяговой подстанции, приведенное к напряжению вентильной обмотки трансформатора.

Для однофазной двухполупериодной схемы выпрямления, применяемой на электровозах переменного тока

$$U_{d0} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} U_2 = 0,9U_2. \quad (5.27)$$

Второй член выражения (5.26) определяет величину коммутационных потерь напряжения. Так как в действительности выпрямленный ток является пульсирующим ($X_d \neq \infty$), то в дополнение к коммутационным потерям добавляются потери, вызванные пульсацией выпрямленного тока на внекоммутационной зоне, которая может быть учтена введением в формулу (5.27) постоянного коэффициента $\lambda = 1,13$ [17].

Тогда

$$U_d = U_{d_0} - \frac{2}{\pi} \lambda I_d X_1 = U_{d_0} - \frac{2}{\pi} \lambda I_d (X_{тэ} + X_{тс} + X_{тп}). \quad (5.28)$$

Потеря выпрямленного напряжения, вызванная индуктивным сопротивлением тяговой сети, $\Delta U_{dX_{тс}}$ равна

$$\Delta U_{dX_{тс}} = \frac{2}{\pi} \lambda X_{тс} I_d = X'_{тс} I_d,$$

где

$$X'_{тс} = \frac{2}{\pi} \lambda X_{тс} = 0,72 X_{тс}. \quad (5.29)$$

Потеря выпрямленного напряжения, вызванная активным сопротивлением тяговой сети, может быть определена исходя из баланса активной мощности, подводимой к преобразователю во время его работы (рис. 5.11).

Активное сопротивление цепи переменного тока преобразователя R_1 по аналогии с X_1 равно

$$R_1 = R_{тэ} + R_{тс} + R_{тп}.$$

Если считать, что вся активная мощность передается первой гармонической составляющей первичного тока I_1 , то баланс мощностей (если пренебречь сопротивлением цепи выпрямленного тока) будет иметь следующий вид:

$$UI_1 \cos \varphi_1 = EI_d, \quad (5.30)$$

где U — напряжение источника питания (контактной сети);

φ_1 — угол сдвига фазы первой гармонической составляющей тока относительно напряжения источника питания;

E — противоЭДС двигателей электровоза.

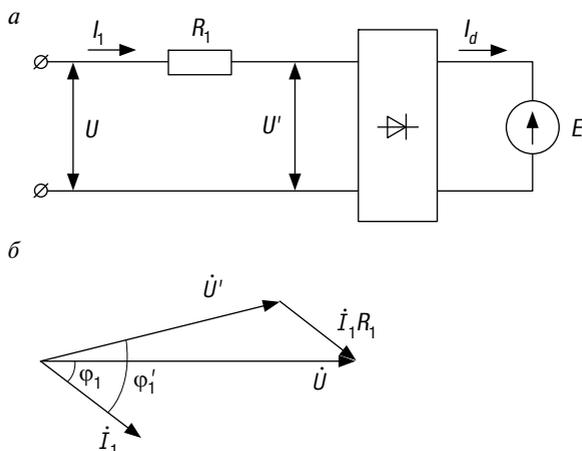


Рис. 5.11. К определению активной составляющей эквивалентного приведенного сопротивления тяговой сети:
a — схема замещения; *б* — векторная диаграмма

Тогда по аналогии с предыдущим [17] получим

$$R'_{\text{тс}} = 0,47 R_{\text{тс}}. \quad (5.31)$$

Полное значение потери выпрямленного напряжения от тока электровоза в режиме тяги, вызванное активным и реактивным сопротивлениями тяговой сети, ΔU_d определится выражением

$$\Delta U_d = \Delta U_{d_{x_{\text{тс}}}} + \Delta U_{d_{r_{\text{тс}}}} = (0,72 X_{\text{тс}} + 0,47 R_{\text{тс}}) I_d. \quad (5.32)$$

Величина $Z'_{\text{тс}} = 0,72 X_{\text{тс}} + 0,47 R_{\text{тс}}$ называется эквивалентным приведенным сопротивлением тяговой сети. Переходя к сопротивлениям на единицу длины (километр), получим

$$z' = x' + r'_a = 0,72x + 0,47r_a. \quad (5.33)$$

Значения r_a и x для различных подвесок приведены в [5, 15, 16]. Следует отметить, что определение эквивалентного приведенного сопротивления тяговой сети с учетом электровозов, работающих в режиме рекуперации, будет другим [17] и здесь не приводится.

5.5. Распределение потенциала и тока в рельсах на участках переменного тока

Изложенная в (4.2) методика расчета потенциала «рельсы — земля», тока в рельсах и земле для системы постоянного тока в большей мере относится и к линиям переменного тока. Принципиальным отличием в расчетах является наличие электромагнитной связи между отдельными контурами, составляющими тяговую сеть переменного тока, о чем достаточно подробно изложено в (5.1) и (5.3). При расчете потенциалов и тока в рельсах для упрощения решения без особых погрешностей примем следующие допущения:

1. Сопротивление рельсовой цепи на рассматриваемой зоне постоянно по длине.
2. Переходное сопротивление «рельсы—земля» неизменно по длине рассматриваемого участка.
3. Величина переходного сопротивления не зависит от расположения тяговых нагрузок на участке.
4. Сопротивление земли равно нулю.

Схема решения поставленной задачи аналогична рассмотренной в (4.2) для постоянного тока. Отличие заключается в том, что ток, протекающий в контуре «контактный провод — земля», наводит ЭДС взаимной индукции в контуре «рельсы — земля».

Обозначив через M коэффициент взаимной индукции между этими двумя контурами, ЭДС в контуре «рельсы — земля» представим выражением

$$\dot{E}_{pz} = -j\omega M \dot{I}_o = -Z_{kp} \dot{I}_o,$$

где $\omega = 2\pi f$ — угловая частота;

\dot{I}_o — ток в контактном проводе;

Z_{kp} — сопротивление взаимной индукции между контурами «контактный провод — земля» и «рельсы — земля».

Как и при постоянном токе приращение тока на элементарном участке рельсовой цепи будет отрицательным и определится следующим выражением:

$$d\dot{I}_{px} = -\frac{\dot{\Phi}_{px}}{z_{п}} dx, \quad (5.34)$$

где $\dot{\Phi}_{px}$ — потенциал рельса относительно земли в точке с координатой x ;

$z_{п}$ — удельное переходное сопротивление «рельсы — земля».

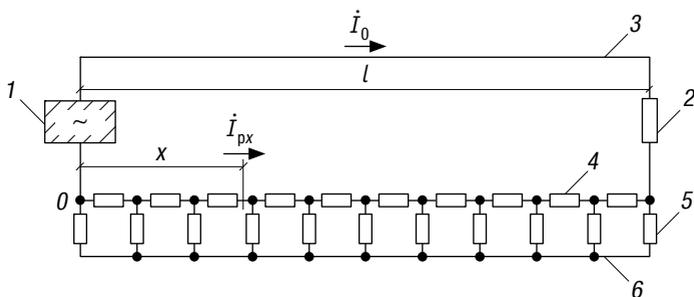


Рис. 5.12. Схема участка однофазного тока с одной подстанцией и одной нагрузкой:
 1 — подстанция; 2 — электровоз; 3 — контактный провод;
 4 — рельсы; 5 — переходное сопротивление; 6 — земля

Обозначив через $d\varphi_{px}$ приращение потенциала «рельсы — земля» и приняв за положительное направление тока в рельсовой цепи на рис. 5.12 направление слева направо от начала O , можно написать

$$d\varphi_{px} = -(\dot{I}_{px}z_p + \dot{I}_0z_{кр})dx. \quad (5.35)$$

Как известно из (5.2), сопротивление рельсов зависит от протекающего по ним тока, т.е. есть величина переменная. Однако учет данного обстоятельства на дорогах переменного тока приводит к большим осложнениям, поэтому принимают значение z_p постоянной величиной исходя из среднего значения тока в рельсах по всей длине рассматриваемой зоны. Следует заметить, что уравнения (5.34) и (4.17) имеют сходный вид, а выражения (5.35) и (4.14) отличаются за счет нового члена $\dot{I}_0z_{кр}$. В результате совместного решения уравнений (5.34) и (5.35) получим выражения для потенциала и тока в рельсах

$$\dot{\varphi}_{px} = Ae^{kx} + Be^{-kx}, \quad (5.36)$$

$$\dot{I}_{px} = -\frac{1}{Z_B}(Ae^{kx} - Be^{-kx}) - n\dot{I}_0, \quad (5.37)$$

где

$$k = \sqrt{\frac{z_p}{z_{п}}}; \quad Z_B = \sqrt{z_p \cdot z_{п}} \quad \text{и} \quad n = \frac{z_{кр}}{z_p}.$$

Уравнения (2.108) и (2.109) являются общими. Из этих уравнений достаточно просто получить выражения для потенциала «рельсы — земля» и тока в рельсах для участков постоянного тока, положив $z_n = r_n$, $z_p = r_p$, $n = 0$, так как $w = 0$. Постоянные A и B определяются, как и прежде, для граничных условий, когда $Z_n = 0$ и $Z_n = \infty$ и являются комплексными величинами, определение которых можно найти в [5].

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В ТЯГОВОЙ СЕТИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОВОЗОВ И ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО УЧАСТКА

6.1. Показатели и нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

Система электроснабжения общего назначения — это совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей (приемников электрической энергии) [19].

Электрическая сеть общего назначения — электрическая сеть энергоснабжающей организации, предназначенная для передачи электрической энергии различным потребителям (приемникам электрической энергии) [19].

Показателями качества электрической энергии (всего их 11) являются [19]:

- установившееся отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- доза фликера;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- длительность провала напряжения;
- импульсное напряжение;
- коэффициент временного перенапряжения.

Фликер — это субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники. Под дозой фликера понимают меру восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени.

Рассмотрим показатели качества электрической энергии, которые самым непосредственным образом связаны с работой системы электроснабжения электрифицированного участка железной дороги.

В точках общего присоединения к электрической сети общего назначения электрифицированные железные дороги влияют на следующие показатели качества:

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения.

Точкой общего присоединения называется точка электрической сети общего назначения, электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии, к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей [19].

Одним из основных показателей качества электрической энергии для электроподвижного состава является установившееся отклонение напряжения.

Для каждого показателя качества электрической энергии установлены два вида норм: нормально допустимые и предельно допустимые. Если в течение 95 % времени суток значение показателя качества не выходит за пределы нормально допустимого, а остальные 5 % времени не превышают предельно допустимого, качество электрической энергии по данному показателю считается удовлетворительным [19].

Отклонение напряжения. Численно отклонение напряжения представляет собой разность между действительным напряжением на зажимах потребителя и его номинальным значением. Если действительное напряжение выше номинального, то отклонение положительно, и наоборот. В соответствии с [19] нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения на выходах приемников электрической энергии равны соответственно ± 5 и ± 10 % номинального напряжения электрической сети.

Колесания напряжения. Характеризуются двумя показателями качества электрической энергии: размахом изменения напряжения и дозой фликера. В [19] нормы для этих показателей приводятся для электрической сети напряжением 0,38 кВ и связаны с искусственными источниками освещения.

Несинусоидальность напряжения. Характеризуется двумя показателями качества электрической энергии: коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения. Под коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения понимают отношение действующего значения всех высших гармоник к действующему значению напряжения основной частоты. Нормально допустимое значение данного коэффициента для сетей 35 кВ равно 4 %, а для сетей 110–330 кВ — 2 %. Предельно допустимые значения соответственно составляют 6 и 3 % [19]. Значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения устанавливаются в зависимости от уровня напряжения, четности и нечетности гармоники и ее номера [19].

Несимметрия напряжений. Для трехфазной трехпроводной электрической сети оценивается коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности (см. гл. 8). Нормально допустимое и предельно допустимое значения данного коэффициента в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2 и 4 % соответственно.

Отклонение частоты. Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого установлены следующие нормы: нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно [19].

6.2. Влияние изменений напряжения в тяговой сети на работу электрических локомотивов

Для электроподвижного состава постоянного и переменного тока от значения напряжения на токоприемнике в первую очередь зависит их скорость движения. Координация работы различных служб железнодорожного транспорта осуществляется с помощью графика движения поездов, определяющего времена хода поездов, оборот электровозов, работу станций и т.п. Поэтому на железнодорожном транспорте вопросам обеспечения выполнения графика движения уделяют исключительное внимание.

Основное требование к режиму напряжения в тяговой сети сводится к выполнению поперегонных времен хода, заложенных в график движения.

Тяговые расчеты, которые по существу определяют все основные условия работы локомотива и участка, выполняют для постоянного напряжения на токоприемнике электровоза, которое принимается равным 3 кВ для участков постоянного тока и 25 кВ для участков переменного тока [5]. Но условия работы локомотивов таковы, что напряжение на токоприемнике непрерывно изменяется, поэтому времена их хода по перегонам в действительности, как правило, отличаются от полученных из тяговых расчетов [5].

Изменения напряжения можно характеризовать отклонениями и колебаниями напряжений [19]. Учитывая специфику тяговой нагрузки, под отклонением напряжения в тяговой сети (и соответственно на токоприемнике электровозов) понимают изменение напряжения такой длительности, которое приводит к изменению скорости движения поезда [5]. При колебании напряжения скорость движения поезда изменяться не успевает в силу очень кратковременного его изменения. Рассматривая влияние изменений напряжения на работу электрических локомотивов, необходимо иметь в виду, что на электровозах переменного тока имеется возможность регулировать напряжение, подводимое к двигателям с помощью электровозного трансформатора. Кроме того, цепи электровозов переменного тока, связанные с работой вспомогательных машин электровоза, отличаются от соответствующих цепей электровозов постоянного тока.

Влияние отклонений напряжения на работу электрических локомотивов. Оценим влияние отклонений напряжения на скорость и силу тяги электровоза постоянного тока, а также на нагрев обмоток тяговых двигателей и условия работы вспомогательных машин

электровоза. Рассмотрим уравнение работы двигателя постоянного тока с последовательным возбуждением, уравнение равновесия напряжений [17]

$$U = E + IR, \quad (6.1)$$

где U — напряжение, подаваемое на зажимы двигателя;

E — противоЭДС двигателя, электродвижущая сила обмотки якоря;

I — ток двигателя;

R — сопротивление обмоток электродвигателя.

Так как

$$E = cn\Phi, \text{ то } U = cn\Phi + IR, \quad (6.2)$$

где c — постоянный коэффициент, характеризующий обмотку якоря двигателя [6];

n — установившаяся частота вращения якоря (вала) двигателя;

Φ — магнитный поток двигателя, определяемый током I .

Тогда

$$n = \frac{U - IR}{c\Phi}. \quad (6.3)$$

Частота вращения вала двигателя определяет линейную скорость движения электровоза и поезда V .

При одной и той же нагрузке I , но при различных значениях подведенного к двигателю напряжения (U_1 и U_2) отношение установившихся скоростей движения, определенных по формуле 3.3, будет равно отношению электродвижущих сил обмотки якоря (см. (3.1))

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{U_1 - IR}{U_2 - IR}, \quad (6.4)$$

где V_1 и V_2 — установившиеся скорости движения, соответствующие напряжениям U_1 и U_2 .

Потеря напряжения в двигателе из-за малого сопротивления его обмоток незначительна по сравнению с напряжением на нем (она меньше подаваемого напряжения на двигатель в 15–18 раз), поэтому можно записать

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{U_1}{U_2}. \quad (6.5)$$

Таким образом, изменение установившейся скорости движения поезда при отклонении напряжения на токоприемнике электровоза приблизительно прямо пропорционально изменению напряжения.

Сила тяги электровоза (сила тяги на ободу колеса) F определяется выражением [17]

$$F = c_1 I \Phi, \quad (6.6)$$

где I и Φ соответственно ток и магнитный поток двигателя;

c_1 — постоянный коэффициент, характеризующий тяговый привод.

Для тяговых двигателей постоянного тока с последовательным возбуждением величина магнитного потока Φ пропорционально определяется величиной тока двигателя I . Поэтому выражение (6.6) может быть переписано следующим образом:

$$F = c_2 I^2, \quad (6.7)$$

где c_2 — коэффициент, определяемый значениями коэффициента c_1 и коэффициента пропорциональности, связывающего между собой магнитный поток Φ и ток двигателя I .

Из выражения (6.6) следует, что сила тяги F не зависит от напряжения на зажимах двигателей: при пуске электровоза, т.е. при одном из наиболее тяжелых режимов работы двигателей, когда от них требуется обычно наибольший момент, на каждый из них подается сильно пониженное напряжение, для чего специально включаются пусковые реостаты. Двигатель электровоза рассчитан на нормальную работу при напряжении 1500 В, а при пуске к нему в первый момент времени подводится около 100 В, т.е. 800—1200 В на все двигатели, соответственно для (8-осного и 12-осного электровозов) при их последовательном соединении. Это соображение приведено с целью показать зависимость условий пуска тяговых двигателей от напряжения и не означает, что электровозы могут работать при чрезмерно пониженных напряжениях. При низких напряжениях получается практически недопустимое уменьшение скорости.

Рассмотрим, как совершается переход с одной скорости движения электровоза на другую при отрицательном отклонении напряжения на токоприемнике. Для этого воспользуемся электро-механическими характеристиками тягового двигателя $V = f(I)$ и $F = f(I)$, рис. 6.1. Характер их изменения определяется выражениями (6.3) и (6.7).

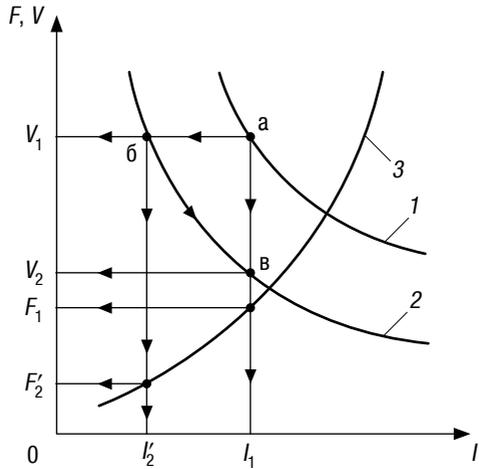


Рис. 6.1. Электромеханические характеристики тягового двигателя постоянного тока последовательного возбуждения с рассмотрением последствий отклонения напряжения:

1 — частота вращения якоря электровоза V_1 при напряжении U_1 ,
 2 — то же при $U_2 < U_1$, 3 — сила тяги F на ободе колеса

Рассмотрим два значения напряжения на токоприемнике электровоза при его движении: U_1 и U_2 , которое меньше U_1 . Пусть на токоприемнике электровоза, который движется с установившейся скоростью при выбранном машинистом режиме ведения поезда, напряжение равно U_1 . Характеристики работы электровоза определяются положением точки «а» на соответствующей кривой изменения скорости в функции тока двигателя (см. рис. 6.1). Для данной точки установившаяся скорость (сила тяги равна силе сопротивления движению) электровоза (поезда) V_1 , при этом он потребляет ток I_1 и реализует силу тяги F_1 (см. рис. 6.1). В некоторый момент времени в результате отклонения напряжения его величина на токоприемнике становится равной U_2 . В первый момент времени скорость поезда из-за его большой инерции движения останется неизменной V_1 , поэтому произойдет переход из точки «а» в точку «б». Для этой точки ток равен I_2^1 , в результате сила тяги резко изменится до F_2^1 , (см. рис. 6.1). Она станет меньше силы сопротивления движению. Скорость электровоза (поезда) начнет падать до тех пор, пока снова не наступит равенство силы тяги и силы сопротивления движению. Видно, что при уменьшении скорости

начинают возрастать ток и сила тяги (см. рис. 6.1). Сила сопротивления движению уменьшается, однако следует иметь в виду, что удельная сила основного сопротивления движению w в зоне рабочих значений скоростей электровоза уменьшается очень незначительно, рис. 6.2.

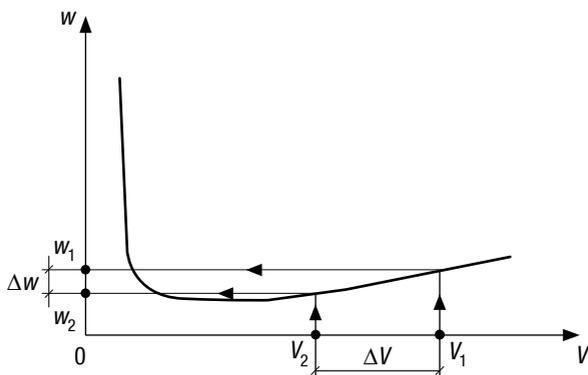


Рис. 6.2. Кривая изменения основного сопротивления движению поезда (w) от его скорости (V)

Из рисунка видно, что при существенном изменении скорости ΔV изменение удельного основного сопротивления движению Δw незначительно. Поэтому равенство силы сопротивления движению и силы тяги наступит при токе двигателя чуть меньше, чем ток I_1 . Но, учитывая, что уменьшение очень незначительно, без большой погрешности принимают, что равенство сил тяги и сопротивления движению при напряжении на электровозе U_2 будет иметь место при токе I_1 , т.е. считается, что потребляемый ток и сила тяги при уменьшении напряжения до U_2 не изменятся. Все это справедливо, если машинист электровоза при отклонении напряжения на токоприемнике не меняет режим ведения поезда. Поэтому точкой, соответствующей установившемуся режиму движения электровоза (поезда) при напряжении U_2 , будет точка «в». Скорость движения уменьшается с V_1 до V_2 . Потребляемый ток I_1 и сила тяги F_1 остаются прежними (см. рис. 6.1).

Рассмотрим, как влияет отрицательное отклонение (понижение) напряжения на электровозе на нагревание его тяговых двигателей. Нагревание зависит от количества тепла, выделяемого при работе двигателей, и условий их охлаждения. Тепло выделяется в меди и стали двигателя и зависит от тока и напряжения. При уменьшении

напряжения на электровозе скорость его падает, увеличивается время хода под током. Так как ток двигателя практически не уменьшается, что показано выше, то происходит увеличение выделяемого тепла в обмотках двигателя. Если имеется возможность, то машинист электровоза, стремясь выдержать время хода, заложенное в график движения поездов, попытается повысить скорость, изменяя режим ведения поезда: уменьшить время выбега или перейти на следующую ступень ослабления поля (возбуждения). Это приведет либо к увеличению времени хода под током, либо к увеличению потребляемого тока. В обоих случаях будет иметь место более интенсивное выделение тепла в обмотках двигателя. Одновременно понижение напряжения ведет к уменьшению тепла, выделяемого в стали якоря из-за уменьшения частоты его вращения.

Интенсивность охлаждения двигателя зависит от объема охлаждающего воздуха, прогоняемого мотором-вентилятором электровоза, который уменьшается при понижении напряжения.

Таким образом, окончательная температура отдельных элементов тягового двигателя при понижении напряжения устанавливается в результате воздействия перечисленных факторов. Некоторые из них вызывают повышение температуры, другие — ее уменьшение, поэтому дать однозначный ответ, как изменится температура двигателя при том или ином изменении напряжения на его зажимах, достаточно сложно. Но ряд проведенных исследований в этой области позволяет сформулировать некоторые общие положения [5]. Очень важным является то, какова была нагрузка двигателя в момент понижения напряжения, больше или меньше длительно допустимого часового тока двигателя, который является его паспортной характеристикой [18]. При нагрузках, более допустимого часового тока и в случае понижения напряжения на токоприемнике на 1000 В, температура обмотки якоря увеличится на 4–7 °С. При нагрузках, равных или меньших допустимых часовой, понижение напряжения против номинального вызывает уменьшение температуры нагрева [5].

В целом можно отметить, что электровоз с тяговыми двигателями последовательного возбуждения в особых условиях с точки зрения нагрева тяговых двигателей способен работать и при напряжении до 60–70 % номинального [5]. Оценивая температуру тяговых двигателей при понижении напряжения, следует проверять, не совпадает ли зона пониженного напряжения в контактной сети с местом максимального нагрева тяговых двигателей (по условиям профиля), которое легко определяется при выполнении тяговых расчетов.

Наряду с тяговыми двигателями важную роль на электровозе играют вспомогательные электрические машины: мотор-генератор, мотор-компрессор и мотор-вентилятор. Нарушение их работы делает электровоз неработоспособным. Снижение напряжения по-разному влияет на работу вспомогательных машин различных серий электровозов. В первом приближении можно отметить, что работоспособность вспомогательных машин электровозов постоянного тока обеспечивается при длительном снижении напряжения до 2200 В [5]. При нормальном режиме работы системы электроснабжения участка длительно такого уровня напряжения в контактной сети не бывает.

Электровозы переменного тока с силовыми выпрямительными установками имеют тяговые двигатели с последовательным возбуждением, как и электровозы постоянного тока. Поэтому все сказанное выше относительно влияния отклонений напряжения на скорость, силу тяги и нагревание тяговых двигателей относится и к электровозам переменного тока с силовыми выпрямительными установками.

Питание вспомогательных цепей электровоза и его вспомогательных машин, в отличие от электровозов постоянного тока, осуществляется от дополнительной обмотки 380 В силового трансформатора электровоза. Потребители однофазного тока (шкафы управления выпрямителями, расщепители фаз, обогреватели и т.п.) получают питание непосредственно от обмотки 380 В. Потребители трехфазного тока (трехфазные асинхронные двигатели для привода вентиляторов, компрессоров, генераторов) питаются от расщепителей фаз. При снижении напряжения на токоприемнике пуск фазорасщепителя осложняется, так как резко уменьшается вращающий момент машин, пропорциональный квадрату напряжения, возрастает продолжительность пуска. В результате возникают недопустимые перегревы обмоток фазорасщепителя [17]. Нормальная работа фазорасщепителей обеспечивается, когда напряжение на дополнительной обмотке трансформатора не ниже 285 В, что соответствует 19 кВ на токоприемнике электровоза.

Влияние колебаний напряжения на работу электрических локомотивов. Для рассмотрения возможных отрицательных последствий колебаний напряжения на токоприемнике электровоза воспользуемся электромеханическими характеристиками тягового двигателя, рис. 6.3.

Пусть электровоз (поезд) двигался в установившемся режиме при напряжении U_2 на токоприемнике. Характеристики его работы

определялись положением точки «в» на кривой $V = f(I)$: скорость V_2 , потребляемый ток I_2 и реализуемая сила тяги F_2 . В некоторый момент времени происходит кратковременное (скорость поезда измениться не успевают) увеличение напряжения на токоприемнике до U_1 . В результате произойдет переход из точки «в» в точку «г» (см. рис. 6.3). Это приведет к резкому броску силы тока и силы тяги. Ток станет равным I_1 , а сила тяги — F_1 . Значительный толчок силы тяги может вызвать боксование, поломку шестерен зубчатой передачи и повреждение сцепных приборов (автосцепки) со всеми вытекающими из этого неприятными последствиями. Резкое возрастание тока опасно из-за возможности появления кругового огня на коллекторе двигателей [17]. Последующее уменьшение напряжения снова до U_2 , так как речь идет о колебании напряжения, сопровождается значительным уменьшением тока и силы тяги, что может быть опасным для подвижного состава. Как показывает опыт эксплуатации, в результате резкого уменьшения тягового усилия в составе могут возникнуть динамические силы, носящие колебательный характер. В отдельных случаях это может привести к обрыву автосцепки.

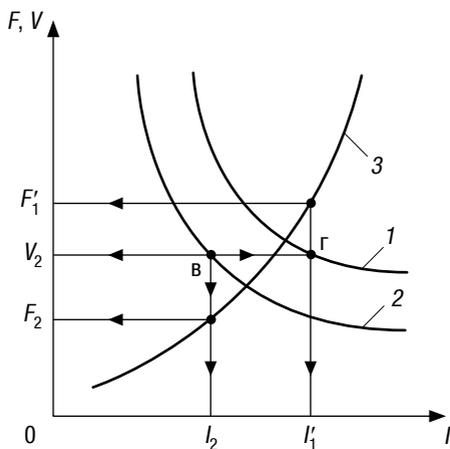


Рис. 6.3. Электромеханические характеристики тягового двигателя постоянного тока последовательного возбуждения с рассмотрением последствий колебания напряжения:

I — частота вращения якоря двигателя (линейная скорость движения электроваза V_1) при напряжении U_1 , 2 — то же при $U_2 < U_1$, 3 — сила тяги F на ободу колеса

Колебания напряжения в тяговой сети могут неблагоприятно повлиять на работу электровоза в режиме рекуперативного торможения. Известно, что величина тормозной силы, реализуемой при рекуперации, определяется величиной тока рекуперации. Ток рекуперации, в свою очередь, зависит от разности между напряжением на токоприемнике рекуперирующего электровоза и напряжением в тяговой сети, которое должно быть меньше напряжения на рекуперирующем электровозе. Чем она больше, тем больше ток рекуперации. При уменьшении напряжения в тяговой сети эта разность увеличивается, увеличивается ток рекуперации, увеличивается тормозная сила. При увеличении напряжения в тяговой сети разность между напряжением на рекуперирующем электровозе и напряжением в тяговой сети уменьшается, уменьшается ток рекуперации, падает тормозная сила. При постоянном изменении напряжения в тяговой сети то в меньшую, то в большую сторону рекуперативное торможение будет неустойчивым. Это заставит машиниста электровоза прервать режим рекуперации.

6.3. Влияние уровня напряжения на токоприемнике локомотива на время хода поезда по участку и его пропускную способность

Выше было рассмотрено влияние напряжения на токоприемнике электровоза на скорость движения и время хода поезда при его постоянной величине на токоприемнике. В действительности напряжение на токоприемнике электровоза непрерывно изменяется. Его величина зависит не только от потребляемого им тока, но и от токов других поездов, их числа и расположения на межподстанционной зоне; эти величины непрерывно изменяются.

При выполнении тяговых расчетов, результаты которых используются для составления графика движения поездов, исходят из некоторого постоянного условного расчетного напряжения на токоприемнике электровоза, которое принимается равным 3 кВ для участков постоянного тока и 25 кВ для участков переменного тока. В условиях же эксплуатации электровозы работают при постоянно изменяющемся напряжении на токоприемнике в силу вышеуказанных причин. Поэтому скорость и время хода поезда, полученные при расчетном напряжении, могут не соответствовать действительным значениям. Скорость движения поездов определяет

основные показатели работы участка железной дороги, поэтому встает задача по оценке действительного режима напряжения на токоприемнике электровоза и на его основе — действительной скорости движения.

Определим время хода поезда с учетом действительного режима напряжения на токоприемнике при движении его по интересующему участку (перегону, условному перегону (см. ниже), блок-участку) межподстанционной зоны. Для этого сначала рассмотрим упрощенные диаграммы изменения скорости поезда V в функции времени t при неизменном профиле пути на какой-то длине при двух значениях напряжения на токоприемнике электровоза (U_1 и U_2 ; $U_1 > U_2$), постоянных за время хода поезда, рис. 6.4.

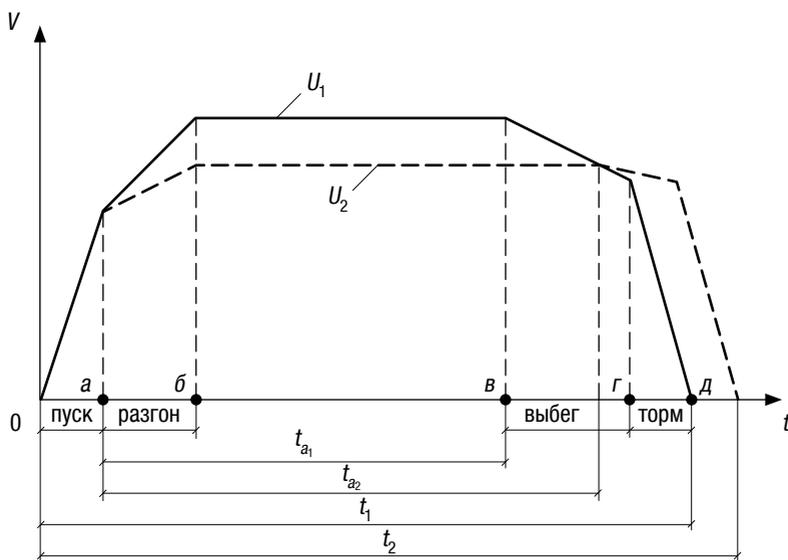


Рис. 6.4. Диаграммы изменения скорости поезда при его движении по выбранному участку для двух значений напряжения на токоприемнике электровоза: при напряжении U_1 , при напряжении $U_2 < U_1$

При построении диаграммы изменения скорости поезда при напряжении U_1 были рассмотрены основные режимы движения поезда: пуск, разгон после выхода на автоматическую характеристику при параллельном соединении двигателей, движение с установившейся скоростью (отрезок «бв»), выбег и торможение

(рис. 6.4). Полное время хода составило t_1 , а время хода по автоматической характеристике t_{a_1} . Рассмотрим, как будет выглядеть данная диаграмма при напряжении на токоприемнике U_2 ($U_2 < U_1$). Время пуска останется то же, что и при напряжении U_1 , так как скорость электровоза в процессе пуска от напряжения не зависит (см. 6.2). Время хода с установившейся скоростью по участку пути, который при напряжении U_1 проходится за время, определяемое отрезком «бв», несколько увеличится. Это увеличение будет определяться отношением U_1/U_2 (см. формулу 6.5). Время выбега перед торможением поезда несколько уменьшится, так как скорость, с которой начнется режим выбега при напряжении U_2 , будет меньше. Время торможения останется то же, что и при напряжении U_1 . Для участка пути, на котором происходит разгон, диаграмму изменения скорости, учитывая незначительную величину времени разгона, можно построить, соединив прямой линией конечную точку диаграммы для режима пуска и начальную точку для режима движения с установившейся скоростью. При напряжении U_2 полное время хода будет t_2 , а время хода по автоматической характеристике — t_{a_2} .

На приведенных диаграммах только за время хода с установившейся скоростью она будет примерно прямо пропорциональна напряжению на токоприемнике. Если учесть, что разгон поезда по автоматической характеристике происходит в течение относительно малого времени по сравнению со временем хода с установившейся скоростью, то можно принять практически зависящей от напряжения и пропорциональной ему скорости движения за все время хода по автоматической характеристике. Тогда в соответствии с формулой (6.5) будем иметь

$$\frac{t_{a_2}}{t_{a_1}} = \frac{U_1}{U_2}. \quad (6.8)$$

В действительных условиях работы электровоза на участке напряжение на его токоприемнике, как отмечалось ранее, не остается постоянным, оно непрерывно изменяется. Если бы между скоростью и изменяющимся напряжением существовала линейная зависимость, то средняя скорость по участку и, следовательно, время хода по нему определялись бы средним значением напряжения. Однако изменение скорости поезда из-за наличия сил инерции отстает от изменения напряжения [5]. При изменяющемся

напряжении всегда чередуются спады и подъемы его. Следовательно, будут отставания как в росте, так и в снижении скорости, вызываемые указанными изменениями напряжения. Поэтому можно допустить достаточную взаимную компенсацию между задержками роста и понижением скоростей и считать среднюю скорость линейно связанной со средним напряжением на токоприемнике электровоза за время хода под током, исключая время пуска.

Тогда действительное время хода по интересующему элементу пути межподстанционной зоны t_d на участках постоянного тока будет равно

$$t_d = (t - t_m) + t_m \frac{U_p}{U_{cp}}, \quad (6.9)$$

где t — расчетное время хода по рассматриваемому элементу пути межподстанционной зоны (из тяговых расчетов);

t_m — расчетное время хода по тому же элементу пути в тяговом режиме, исключая время пуска;

U_p — расчетное напряжение на токоприемнике электровоза (принятое в тяговых расчетах);

U_{cp} — действительное среднее напряжение на токоприемнике электровоза за время t_m .

Действительное среднее напряжение на токоприемнике электровоза поезда равно

$$U_{cp} = U_0 - \Delta U'_{cp.тп} - \Delta U''_{cp.тп} - \Delta U_{cp.тс}, \quad (6.10)$$

где U_0 — напряжение холостого хода на шинах постоянного тока тяговой подстанции;

$\Delta U'_{cp.тп}$ — среднее понижение напряжения на шинах постоянного тока подстанции, вызванное ее тяговой нагрузкой;

$\Delta U''_{cp.тп}$ — среднее понижение напряжения на шинах постоянного тока подстанции, обусловленное ее нетяговой нагрузкой;

$\Delta U_{cp.тс}$ — средняя потеря напряжения в тяговой сети от шин подстанции до поезда.

Все средние величины в выражении (6.10) должны быть определены за время t_m .

Отдельные элементы системы электроснабжения, которые обуславливают те или иные значения потери в выражении (6.10), выделены на рис. 6.5.

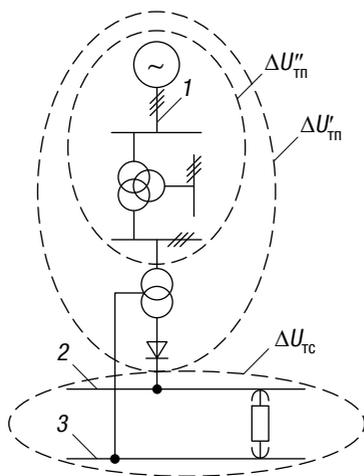


Рис. 6.5. Элементы системы электроснабжения, обуславливающие отдельные составляющие потери напряжения при его оценке на токоприемнике электровоза: 1 — ЛЭП, 2 — контактная сеть, 3 — рельсы

Для участков переменного тока действительное время хода при использовании электровозов с выпрямительными установками определяют по формуле [17]

$$t_d = (t - t_m) + t_m \frac{0,9U_p}{U_{cp}}, \quad (6.11)$$

где U_{cp} — среднее значение приведенного выпрямленного напряжения на зажимах тяговых двигателей электровоза.

Значение U_{cp} может быть найдено как

$$U_{cp} = 0,9U_0 - \Delta U_{cp,тп} - \Delta U_{cp,тс}, \quad (6.12)$$

где U_0 — напряжение холостого хода на тяговых шинах подстанции переменного тока, равное 27,5 кВ;

$\Delta U_{cp,тп}$ — среднее значение приведенной выпрямленной потери напряжения на зажимах тяговых двигателей, обусловленной сопротивлениями внешней части системы электроснабжения и подстанции;

$\Delta U_{\text{ср.тс}}$ — среднее значение приведенной выпрямленной потери напряжения на зажимах тяговых двигателей, обусловленной сопротивлением тяговой сети от шин подстанции до поезда.

Оценка пропускной способности участка с учетом действительного режима напряжения на токоприемнике электровоза. Пропускная способность — это наибольшее количество поездов или пар поездов установленной массы, которое может быть пропущено за сутки по рассматриваемому участку при заданных типе тяги, подвижного состава и системы сигнализации и связи. Она определяет максимальные возможности участка по пропуску поездов. По ней проверяют, может ли быть пропущено по участку заданное число грузовых и пассажирских поездов. На двухпутных участках при автоблокировке пропускная способность определяется минимальным межпоездным интервалом. Его величина в зависимости от участка составляет 6–10 минут [2] при расчетном напряжении на токоприемнике электровоза, принятому в тяговых расчетах. В действительности напряжение на токоприемнике, учитывая условия эксплуатации, отлично от расчетного.

Пропускная способность двухпутного участка с учетом фактического напряжения на токоприемнике электровоза равна [20]

$$N_{0_d} = \frac{(1400 - t_{\text{техн}}) \alpha_n}{J_{\text{min}_d}}, \quad (6.13)$$

где J_{min_d} — действительное значение минимального межпоездного интервала, определяемое как время хода поезда по «ограничивающему» условному перегону на основе фактического напряжения на токоприемнике электровоза по формуле (6.9) или (6.11);

$t_{\text{техн}}$ — продолжительность технологического «окна» для текущего содержания и ремонта устройств пути, контактной сети, СЦБ (принимается равным 120 мин [20]);

α_n — коэффициент надежности работы технических средств: локомотивов, вагонов, пути, контактной сети, СЦБ и др. (принимается равным 0,94).

Под условным перегонем понимают участок пути, проходимый за время хода, равное заданному минимальному межпоездному интервалу. Их число на межподстанционной зоне определяется отношением полного времени хода поезда по зоне к величине минимального межпоездного интервала. Три условных перегона для одного пути двухпутного участка, как частный случай, показано на рис. 6.6, а.

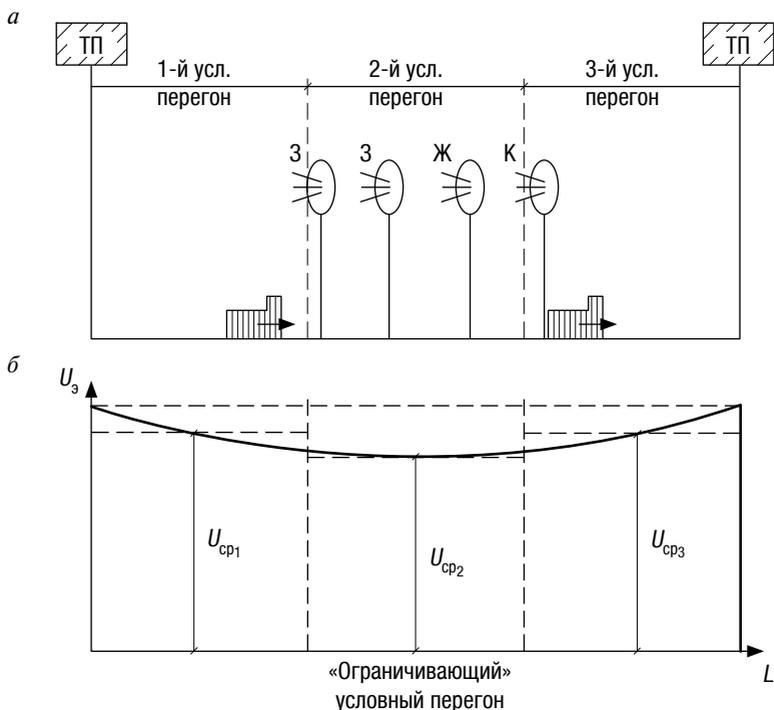


Рис. 6.6. К определению пропускной способности участка с учетом фактического напряжения на токоприемнике электровоза:

а — расположение условных перегонов на межподстанционной зоне;

б — изменение напряжения на токоприемнике электровоза при движении поезда по межподстанционной зоне

При принятой в России системе обеспечения безопасности движения поездов в пределах одного условного перегона расположены три блок-участка (блок-участок — это расстояние между двумя соседними светофорами; на рис. 6.6, а приведены показания светофоров при принятой системе обеспечения безопасности движения поездов). Под «ограничивающим» условным перегоном понимают условный перегон, за время хода по которому среднее напряжение на токоприемнике электровоза наименьшее. Кривая изменения напряжения на токоприемнике электровоза за время хода поезда по межподстанционной зоне при движении поездов с минимальным межпоездным интервалом и равномерном потреблении тока по длине зоны (частный случай) приведена на рис. 6.6, б. Указаны средние значения напряжения на токоприемнике для каждого

из трех условных перегонов ($U_{cp1}, U_{cp2}, U_{cp3}$). Наименьшим оно получилось для второго условного перегона (U_{cp2}), который и является «ограничивающим».

При схеме двустороннего питания контактной сети «ограничивающий» условный перегон в большинстве случаев располагается в средней части межподстанционной зоны.

Найденное значение $N_{0д}$ должно обеспечивать заданные размеры движения поездов по участку, т.е. должно выполняться следующее условие (для двухпутных участков) [2]

$$N_{гр} + \varepsilon_{пс} N_{пс} \leq 0,91 N_{0д}, \quad (6.14)$$

где $N_{гр}$ и $N_{пс}$ — суточное число грузовых и пассажирских поездов соответственно, обращающихся на участке;

$\varepsilon_{пс}$ — коэффициент съема грузовых поездов пассажирскими.

6.4. Отличительные особенности режима напряжения по плечам питания тяговой подстанции переменного тока

При использовании на тяговых подстанциях переменного тока для питания тяговых нагрузок трехфазного трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ или однофазных трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника, из трех фаз системы (ЛЭП) на нагрузки (электровозы) подается напряжение только двух из них, на каждое плечо питания подстанции своя фаза. В результате коэффициенты мощности по фазам, напряжения которых подаются на плечи питания, получаются существенно различными (см. рис. 2.5). Известно, что чем меньше коэффициент мощности в электрической цепи, тем больше будет потеря напряжения, обусловленная ее реактивным сопротивлением (в нашем случае индуктивным сопротивлением внешней части системы электропитания и тяговой подстанции) при одной и той же передаваемой активной мощности [17], тем ниже будет уровень напряжения на плече питания подстанции. Таким образом, следует ожидать, что величина напряжения на плечах питания тяговой подстанции переменного тока будет существенно различной.

Рассмотрим одиночную тяговую подстанцию переменного тока с трехфазным трансформатором, схема присоединения которой

к ЛЭП и тяговой сети приведена на рис. 6.7, а. На этом же рисунке приведена схема замещения исходной схемы, на которой указанные индуктивные сопротивления одной фазы внешней части системы электроснабжения X'_s и трансформатора X'_T , приведенные к номинальному напряжению тяговой обмотки трансформатора, рис. 6.7, б. Активные сопротивления названных двух элементов питающей цепи не учитываются, так как они значительно меньше соответствующих реактивных сопротивлений. Поэтому для оценки напряжения на плечах питания тяговой подстанции достаточно рассмотреть только индуктивные составляющие сопротивлений данных элементов.

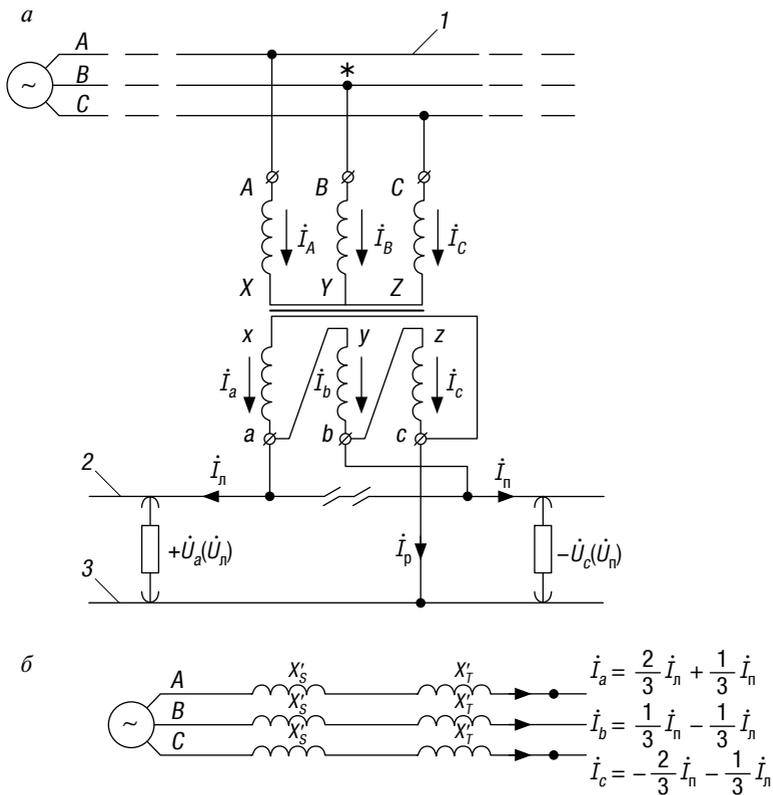


Рис. 6.7. К оценке потери напряжения на плечах питания тяговой подстанции:
 а — схема подключения подстанции: 1 — ЛЭП, 2 — контактная сеть, 3 — рельсы; б — схема замещения

Токи левого и правого плеч питания тяговой подстанции на рис. 6.7, *a* обозначены как $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$. Также показано, что на левое плечо питания подается напряжение $+\dot{U}_а$, а на правое — напряжение $-\dot{U}_с$ (см. 2.1). Токи, протекающие в фазах, определяются известными выражениями (см. формулы (2.1)). Требуется определить потери напряжения до точек присоединения питающих линий подстанции к ее шинам. Эти точки выделены на исходной схеме и схеме замещения.

Для анализа режима напряжения на плечах питания подстанции построим векторную диаграмму для приведенной схемы замещения, принимая, что $I_л = I_п$ и обозначая сумму сопротивлений $X'_с$ и $X'_л$ как X' . Векторная диаграмма, позволяющая оценить потери напряжения на плечах питания, приведена на рис. 6.8. Начальными векторами при построении этой диаграммы были приняты векторы напряжения $\dot{U}_а(\dot{U}_л)$, $\dot{U}_с$ и $-\dot{U}_с(\dot{U}_п)$.

Вектор напряжения $-\dot{U}_с(\dot{U}_п)$ построен для того, чтобы определить положение вектора тока $\dot{I}_п$. Модуль вектора $\dot{U}_а$ был принят несколько меньше модуля вектора $\dot{U}_с$. Векторы токов плеч питания $\dot{I}_л$ и $\dot{I}_п$ отстают по фазе от соответствующих векторов напряжения на углы $\varphi_л$ и $\varphi_п$ (см. рис. 6.8). После этого производится дальнейшее построение диаграммы с рассмотрением левого, а затем правого плеч питания с целью определения напряжения на зажимах источника питания для фаз *A* и *C* ($\dot{U}_{а_{\text{сист}}}$, $\dot{U}_{с_{\text{сист}}}$), см. рис. 6.8. Чтобы найти напряжение на зажимах источника питания, необходимо учесть падение напряжения на сопротивлении X' , вектор которого опережает вектор тока, протекающего по нему, на 90° . Падение напряжения от токов $\dot{I}_а$ и $\dot{I}_с$ удобно найти от каждого из двух слагаемых, определяющих эти токи (см. рис. 6.7, *b*, 6.8). С учетом этого для левого плеча питания получаем векторы паде-

ний напряжения $\frac{2}{3}j\dot{I}_лX'$ и $\frac{1}{3}j\dot{I}_пX'$ (см. рис. 6.8) и для правого плеча питания $-\frac{2}{3}j\dot{I}_пX'$ и $-\frac{1}{3}j\dot{I}_лX'$. Построение векторной диаграммы

завершается построением векторов $\dot{U}_{а_{\text{сист}}}$, $\dot{U}_{с_{\text{сист}}}$, модули которых равны, хотя $\dot{U}_а$ было принято меньше $\dot{U}_с$, и выделением отрезков, определяющих потерю напряжения на левом плече питания подстанции $\Delta U_л$ и на правом $\Delta U_п$. Для четкости и ясности построения векторной диаграммы масштабы при изображении векторов напряжения и падения напряжения приняты разные.

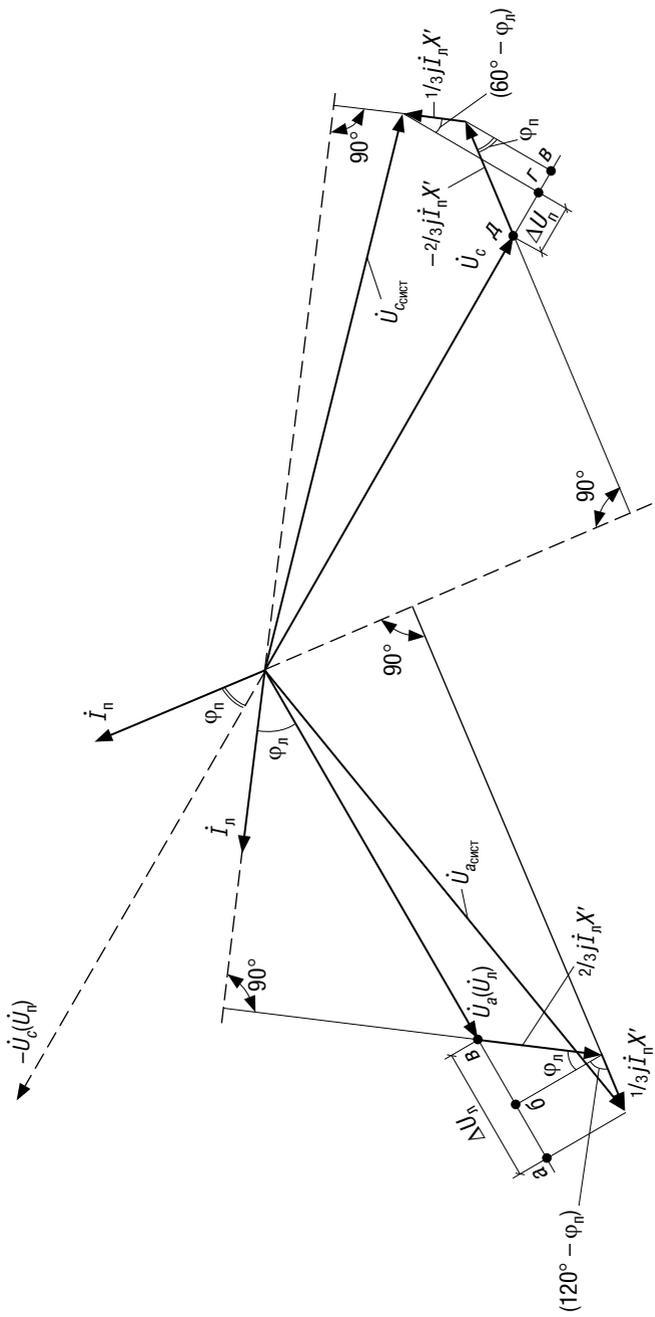


Рис. 6.8. Определение потери напряжения до шин тяговой подстанции с трехфазными трансформаторами со схемой соединения обмоток Y/Δ

Из анализа построенной векторной диаграммы следует, что потеря напряжения на левом плече для рассматриваемой тяговой подстанции значительно больше, чем на правом, хотя токи плеч питания $I_{\text{л}}$ и $I_{\text{п}}$ были приняты равными. Определим $\Delta U_{\text{л}}$ и $\Delta U_{\text{п}}$. Потеря напряжения $\Delta U_{\text{л}}$ представляет собой сумму двух отрезков «*бв*» и «*аб*» (см. рис. 6.8), а потеря напряжения $\Delta U_{\text{п}}$ — разность двух отрезков «*вд*» и «*вг*». С учетом этого выражения для $\Delta U_{\text{л}}$ и $\Delta U_{\text{п}}$ будут выглядеть следующим образом:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{2}{3} I_{\text{л}} X' \sin \varphi_{\text{л}} + \frac{1}{3} I_{\text{п}} X' \sin(120^\circ - \varphi_{\text{п}}), \quad (6.15)$$

$$\Delta U_{\text{п}} = -\frac{2}{3} I_{\text{п}} X' \sin \varphi_{\text{п}} - \frac{1}{3} I_{\text{л}} X' \sin(60^\circ - \varphi_{\text{л}}), \quad (6.16)$$

где $X' = X'_S + X'_T,$

из [5] $X'_S = 3 \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{кз}}}, \quad (6.17)$

$$X'_T = 3 \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{н}}}, \quad (6.18)$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение тяговой обмотки трансформатора;

$S_{\text{кз}}$ — мощность короткого замыкания на пиках первичного напряжения тяговой подстанции;

$S_{\text{н}}$ — суммарная номинальная мощность тяговых трансформаторов, включенных в работу;

$U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания тягового трансформатора.

Из выражения (6.15) следует, что для рассматриваемой тяговой подстанции (см. рис. 6.7, *а*) потеря напряжения на левом плече питания растет как при увеличении тока левого, своего, плеча питания, так и правого. Потеря же напряжения на правом плече питания увеличивается с увеличением тока правого, своего, плеча и уменьшается с возрастанием тока левого плеча питания. Поэтому на тяговых подстанциях переменного тока уровень напряжения на одном из плеч питания, как правило, выше. Разница в уровнях напряжения на плечах питания может достигнуть несколько киловольт.

Для определения плеча питания тяговой подстанции, на котором напряжение, как правило, меньше, без построения векторной диаграммы, аналогичной на рис. 6.8, были введены понятия «опережающей» и «отстающей» фаз. Под «опережающей» фазой понимают ту фазу, которая идет первой по ходу принятого вращения векторов (против часовой стрелки) [6]. Другая фаза называется «отстающей». При определении «опережающей» и «отстающей» фазы условные знаки («+» или «-») перед обозначениями напряжений фаз не учитываются. Возможны три варианта сочетания фаз, напряжения которых подаются на плечи питания тяговой подстанции: $A-C$, $B-A$ и $C-B$, рис. 6.9.

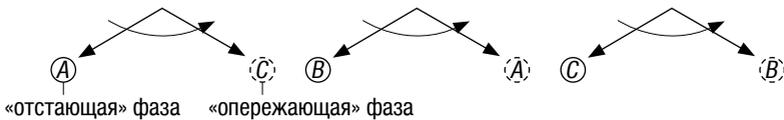


Рис. 6.9. К понятиям «опережающая» и «отстающая» фаза на плечах питания тяговой подстанции

Первые фазы в указанных вариантах будут «отстающими». На плече питания тяговой подстанции, на которое подается напряжение «отстающей» фазы, потеря напряжения, как правило, больше, а уровень напряжения соответственно ниже. Для рассмотренной тяговой подстанции (см. рис. 6.7, а) плечом питания с «отстающей» фазой является левое, поэтому потеря напряжения $\Delta U_{\text{л}}$ получилась значительно больше, чем $\Delta U_{\text{п}}$ (см. рис. 6.8).

Выражения (6.15) и (6.16) справедливы при синусоидальном токе электровозов переменного тока. Для электровозов с выпрямительными установками, эксплуатирующимися на участках переменного тока, кривая потребляемого тока резко несинусоидальна. В ней имеет место весь спектр нечетных гармоник. Согласно проведенным исследованиям, потеря напряжения до зажимов тяговой обмотки трехфазного трансформатора при выпрямительных электровозах может быть определена по выражению [5]

$$\Delta U_{\text{тп}} = Z'_{\text{тп}} \left(\frac{2}{3} I' \pm \frac{1}{3} I'' \right), \quad (6.19)$$

где $\Delta U_{\text{тп}}$ — потеря приведенного выпрямленного напряжения на зажимах тяговых двигателей, обусловленная сопротивлением

подстанции и внешней части системы электроснабжения (потеря напряжения на плече питания подстанции);

$Z'_{\text{тп}}$ — эквивалентное приведенное сопротивление тяговой подстанции (включая сопротивление внешней части системы электроснабжения);

I' — приведенный выпрямленный ток плеча питания подстанции, на котором определяется потеря напряжения;

I'' — приведенный выпрямленный ток смежного плеча питания.

Знак «+» берется в том случае, если на рассматриваемое плечо питания подается напряжение «отстающей» фазы, а знак «-» при подаче напряжения «опережающей» фазы. Сопротивление $Z'_{\text{тп}}$ определяется по формуле [5]

$$Z'_{\text{тп}} = 0,72(X'_s + X'_T). \quad (6.20)$$

Все сказанное относительно отличительных особенностей режима напряжения по плечам питания тяговой подстанции с трехфазным трансформатором полностью относится и к подстанциям с однофазными трансформаторами, соединенными по схеме открытого треугольника. [17].

6.5. Нормативы напряжения для тяговой части системы электроснабжения

Нормативы напряжения в тяговой части системы электроснабжения определяются применяемой системой электрической тяги. Как известно, в России нашли применение система постоянного тока 3 кВ и система переменного однофазного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ. При установлении нормативов напряжения были учтены особенности работы систем электроснабжения электрифицированных железных дорог, заключающиеся в том, что напряжение в тяговой сети постоянно изменяется, а наиболее определенным является номинальное напряжение на тяговых шинах подстанции.

Под номинальным напряжением на тяговых шинах подстанции постоянного тока понимают среднее значение выпрямленного напряжения при номинальном значении выпрямленного тока и номинальном напряжении сетевой обмотки тягового трансформатора при соответствующем этому напряжению положении переключателя регулировочных ответвлений обмотки. Величина напряжения

составляет 3300 В [2]. Кроме этого, нормируется номинальное (условное) напряжение на токоприемнике электроподвижного состава, которое принято равным 3000 В [1, 2]. В системе переменного тока номинальным напряжением на тяговых шинах подстанции считается напряжение на зажимах тяговой обмотки трансформатора при его холостом ходе и номинальном напряжении на зажимах его первичной обмотки и соответствующем этому напряжению положению переключателя регулировочных ответвлений обмотки трансформатора. Это напряжение принято равным 27,5 кВ, а номинальное (условное) напряжение на токоприемнике электроподвижного состава составляет 25 кВ [1, 2].

Помимо номинального напряжения на тяговых шинах подстанций и токоприемнике нормируются максимальные и минимальные значения напряжения на токоприемнике для различных режимов и условий работы системы [2], табл. 6.1.

Таблица 6.1

Установленные нормативы напряжения
для тяговой части системы электроснабжения

Напряжение	Система электроснабжения	
	постоянного тока	переменного тока
1. Номинальное:		
а) на шинах тяговых подстанций	3,3	27,5
б) в контактной сети	3,0	25,0
2. Максимальное на токоприемнике:		
а) при наличии рекуперации	4,0	29,0
б) отсутствии рекуперации	3,85	
1. Минимальное на токоприемнике:		
а) на магистральных участках*		
б) слабозагруженных участках	2,7	21,0
в) участках с максимальной скоростью движения пассажирских поездов свыше 160 км/ч**	2,4	19,0
	2,9	24,0
г) по работе вспомогательных машин электровоза	2,2	19,0

Примечание: *) — среднее значение за 3 мин; **) — среднее значение за 1 мин.

В нормальном рабочем режиме напряжение на тяговых шинах подстанций переменного тока, как правило, не должно превышать 28 кВ, постоянного тока — 3600 В [2].

Глава 7

РАБОТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ РЕКУПЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Электрический локомотив имеет возможность осуществить особый вид торможения, называемый рекуперативным. Рекуперативное торможение основано на использовании принципа обратимости электрических машин постоянного тока. На уклоне тяговые двигатели могут работать в генераторном режиме, при котором кинетическая энергия поезда превращается в электрическую, передаваемую потребителям (в первую очередь локомотивам, работающим в тяговом режиме). При рекуперации локомотив работает параллельно с тяговыми подстанциями и может рассматриваться как тяговая подстанция, перемещающаяся по межподстанционной зоне. Эта особенность определяет условия работы электрического локомотива при рекуперативном торможении и создает совершенно особые условия для работы системы электроснабжения [5].

7.1. Условия, необходимые для осуществления рекуперации электрической энергии

Рекуперация электрической энергии возможна при выполнении ряда условий.

Во-первых, скорость поезда перед началом движения по достаточно крутому и затяжному уклону должна быть не менее 50 км/ч, чтобы ЭДС двигателей, работающих в режиме генератора, была

больше напряжения в контактной сети в месте нахождения рекуперующего электровоза.

Во-вторых, машинист электровоза должен перейти с тягового режима работы электровоза на схему рекуперативного торможения, при которой изменяется режим работы обмотки возбуждения тягового двигателя, позволяющий управлять величиной напряжения на токоприемнике электровоза.

В-третьих, для надежного рекуперативного торможения необходимо в любой момент времени иметь потребителя, готового принять количество электрической энергии, соответствующее необходимому тормозному усилию.

В качестве приемников энергии рекуперации могут быть использованы:

- находящиеся поблизости локомотивы, работающие в режиме тяги;
- резисторы на рекуперующем электровозе;
- инверторные агрегаты на тяговых подстанциях;
- балластные резисторы (поглощающие устройства), в которых получаемая электрическая энергия превращается в тепловую и рассеивается.

На электрифицированных участках переменного тока передача энергии от рекуперующих электровозов во внешнюю часть системы электроснабжения через тяговые подстанции при отсутствии поблизости электровозов в тяговом режиме не встречает каких-либо трудностей, возникающих при этом на участках постоянного тока.

Наилучшим вариантом при рекуперации является такой режим, при котором вся вырабатываемая электровозом энергия рекуперации передается находящимся поблизости локомотивам, работающим в режиме тяги, рис. 7.1.

На рассматриваемой межподстанционной зоне находятся два электровоза в тяговом режиме и один электровоз в режиме рекуперации с током I_p , равным сумме токов I'_p и I''_p . Контур, по которым протекают составляющие тока рекуперующего электровоза I'_p и I''_p , выделены пунктиром (см. рис. 7.1). Ток первого электровоза в тяговом режиме (он находится на участке между тяговой подстанцией А и рекуперующим электровозом) представляет собой сумму тока, протекающего от тяговой подстанции А (I_A , см. рис. 7.1), и тока I'_p . Ток второго электровоза в тяговом режиме (находится на участке между тяговой подстанцией Б и рекуперующим электровозом) — это сумма тока, протекающего от тяговой подстанции Б (I_B , см. рис. 7.1), и тока I''_p .

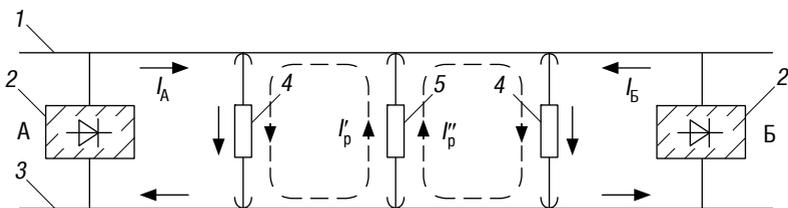


Рис. 7.1. Схема токораспределения на межподстанционной зоне для случая полного использования энергии рекуперации электровозами, находящимися в тяговом режиме:

1 — контактная сеть, 2 — тяговая подстанция, 3 — рельсы, 4 — электровоз в тяговом режиме, 5 — рекуперирующий электровоз

Полное использование энергии рекуперации электровозами, находящимися в тяговом режиме, не всегда возможно. В момент рекуперации на межподстанционной зоне может вообще не оказаться электровозов в тяговом режиме, либо они будут, но токи, потребляемые ими, окажутся незначительными, или электровозы будут находиться близко к тяговым подстанциям на достаточно значительном удалении от рекуперирующего электровоза.

Если часть вырабатываемой энергии рекуперации не может быть использована электровозами, находящимися в тяговом режиме на зоне питания, то для обеспечения необходимого тормозного усилия она должна быть принята специальными приемниками. Эта часть энергии рекуперации называется избыточной, а токи, потребляемые приемниками, называются избыточными токами рекуперации. В качестве приемников избыточной энергии рекуперации могут быть использованы инверторы и поглощающие установки. Для приема избыточной энергии рекуперации применяются инверторные агрегаты, устанавливаемые на тяговых подстанциях [2].

Рекуперация электрической энергии позволяет осуществить надежное торможение состава, она уменьшает износ тормозных колодок вагонов и бандажей колесных пар, имеющий место при механическом торможении. При рекуперации уменьшается потребление электроэнергии из питающей системы на тягу поездов. На электрифицированном полигоне железных дорог России она позволяет сэкономить приблизительно 0,7 млрд кВт·ч электроэнергии в год при потреблении из системы на тягу поездов около 40 млрд кВт·ч.

7.2. Особенности работы системы электроснабжения при рекуперации электрической энергии и использовании инверторов на участках постоянного тока

Условия рекуперации электрической энергии на участках постоянного тока в значительной степени зависят от режима напряжения на шинах постоянного тока тяговых подстанций. Режим напряжения на шинах тяговой подстанции определяется ее внешней характеристикой, рис. 7.2. На этом рисунке приведена внешняя характеристика подстанции для выпрямительного и инверторного режимов ее работы.

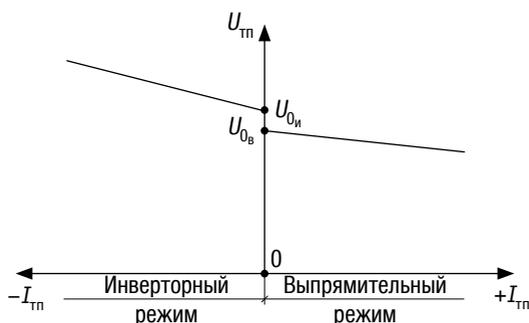


Рис. 7.2. Внешняя характеристика тяговой подстанции в выпрямительном и инверторном режимах

Напряжение на шинах постоянного тока подстанции $U_{тп}$ для обоих режимов работы определяется выражением

$$U_{тп} = U_0 - \rho I_{тп}, \quad (7.1)$$

где U_0 — напряжение холостого хода на шинах 3,3 кВ;

ρ — эквивалентное приведенное сопротивление подстанции;

$I_{тп}$ — ток тяговой подстанции (для инверторного режима $I_{тп} < 0$, это избыточный ток рекуперации).

Величины U_0 и ρ для каждого режима имеют свои значения. Для выпрямительного режима эквивалентное приведенное сопротивление подстанции $\rho_в$ меньше, чем для инверторного $\rho_и$, потому что мощность подстанции в режиме выпрямления больше, чем в режиме инвертирования. Поэтому внешняя характеристика в выпрямительном режиме идет более полого, чем в инверторном. Значение напряжения

холостого хода внешней характеристики в инверторном режиме $U_{ои}$ устанавливают несколько больше напряжения холостого хода в выпрямительном режиме $U_{об}$ (см. рис. 7.2) [39, 40]. Наклонный падающий характер внешней характеристики в выпрямительном режиме объясняется увеличением потери напряжения на эквивалентном приведенном сопротивлении подстанции с ростом ее тока. В инверторном режиме внешняя характеристика имеет возрастающий характер при увеличении тока подстанции (см. рис. 7.2), потому что источником энергии становится рекуперирующий электровоз, а потребителем — подстанция с сопротивлением $\rho_{и}$. Поэтому рекуперирующий электровоз должен генерировать такую ЭДС и создавать на токоприемнике электровоза такое напряжение, чтобы уравновесить напряжение холостого хода $U_{ои}$ и потерю напряжения на сопротивлении подстанции $\rho_{и}$ от избыточного тока рекуперации.

Для работы в режиме рекуперации машинист электровоза переходит на схему рекуперативного торможения и увеличивает напряжение на токоприемнике электровоза до значения, при котором устанавливается ток рекуперации, обеспечивающий требуемый тормозной эффект. При этом необходимо, чтобы процесс установления тока рекуперации имел устойчивый характер, т.е. повышение напряжения на электровозе сопровождалось увеличением тока, и наоборот. Тогда, изменяя напряжение на токоприемнике, машинист будет иметь возможность свободно регулировать ток рекуперации, а следовательно, и тормозную силу [5].

Рассмотрим простейшую схему участка с одной тяговой подстанцией и одним рекуперирующим электровозом с током I_p , находящимся в конце зоны питания, рис. 7.3.

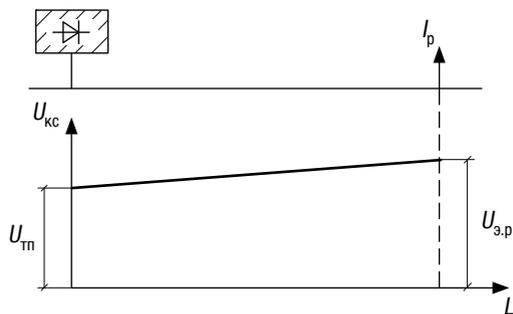


Рис. 7.3. Распределение напряжения в контактной сети при одной тяговой подстанции и одном рекуперирующем электровозе

На диаграмме распределения напряжения, приведенной на рис. 7.3, максимальное значение напряжения имеет место на токоприемнике рекуперирующего электровоза $U_{эп}$, а минимальное — на шинах подстанции $U_{тп}$. Данные напряжения связаны между собой соотношением

$$U_{тп} = U_{э} - I_p R_{тс}, \quad (7.2)$$

где $R_{тс}$ — сопротивление участка тяговой сети между подстанцией и электровозом.

Составим схему замещения для рассматриваемого случая, рис. 7.4.

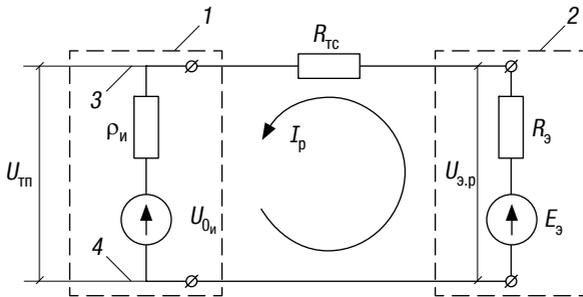


Рис. 7.4. Схема замещения для случая одной тяговой подстанции и одного рекуперирующего электровоза:

1 — тяговая подстанция, 2 — рекуперирующий электровоз,

3 — контактная сеть, 4 — рельсы

На основании второго закона Кирхгофа для составленной схемы замещения можно записать

$$I_p(\rho_{и} + R_{тс} + R_{э}) = E_{э} - U_{0и}, \quad (7.3)$$

где $R_{э}$ — сопротивление электровоза;

$E_{э}$ — ЭДС, создаваемая двигателями электровоза, работающими в генераторном режиме.

Из (7.3) следует

$$I_p = \frac{E_{э} - U_{0и}}{\rho_{и} + R_{тс} + R_{э}}. \quad (7.4)$$

Значения избыточного тока рекуперации I_p и напряжения на шинах подстанции $U_{\text{тп}}$ можно найти и путем графического построения, которое позволяет определить и наиболее выгодное положение внешней характеристики подстанции в инверторном режиме. Для этого перепишем выражение (7.3) в следующем виде:

$$U_{0и} + I_p \rho_{и} = E_{\text{э}} - I_p R_{\text{э}} - I_p R_{\text{тс}}. \quad (7.5)$$

Тогда

$$U_{0и} + I_p \rho_{и} = U_{\text{э}} - I_p R_{\text{тс}}. \quad (7.6)$$

Выражения в левой и правой частях формулы (7.6) определяют положение характеристик, приведенных на рис. 7.5.

Характеристика КС на рис. 7.5 — это естественная характеристика тяговой подстанции в инверторном режиме. Она описывается выражением, приведенным в левой части формулы (7.6). Выражение в правой части формулы определяет положение прямых МС. Точка пересечения прямых КС и МС позволяет найти значение избыточного тока рекуперации (обозначим его как I_p), которое зависит от величины напряжения на токоприемнике электровоза $U_{\text{э}}$. Так, при величине напряжения $U_{\text{э}1}$ избыточный ток рекуперации будет I_1 , при напряжении $U_{\text{э}2}$ этот ток равен I_2 (см. рис. 7.5). При максимальном допустимом напряжении $U_{\text{эмакс}}$, которое равно 4000 В (см. 7.5), избыточный ток рекуперации будет наибольшим и равным I_3 . Величина наклона характеристик МС зависит от сопротивления контактной подвески (см. формулу (7.4)), поэтому увеличение ее сечения способствует росту избыточного тока рекуперации.

При рекуперации электрической энергии и наличии инверторов на тяговых подстанциях их внешняя характеристика в инверторном режиме должна быть такой, чтобы как можно большая часть энергии рекуперации поступала к электровозам в тяговом режиме. Электровозы могут располагаться не только на межподстанционной зоне, где имеет место рекуперация, но и на смежных межподстанционных зонах, рис. 7.6.

Чтобы создать условия для перетока тока рекуперации через шины тяговых подстанций Б и В на соседние межподстанционные зоны (токи $I'_{\text{рек}}$ и $I''_{\text{рек}}$), где имеет место тяговая нагрузка (ток $I_{\text{тяг}}$), представляется целесообразным несколько приподнять естественную характеристику в инверторном режиме за счет увеличения напряжения включения инвертора с $U_{0и}$ до $U'_{0и}$ (см. рис. 7.5). Но следует учитывать, что переход на характеристику К'С' приведет к некоторому уменьшению избыточного тока рекуперации, если

на соседней зоне не окажется электровоза в тяговом режиме. Так, при напряжении на токоприемнике $U_{э2}$ данный ток будет равен I'_2 , он меньше I_2 . Некоторого увеличения избыточного тока рекуперации можно добиться, несколько уменьшив наклон характеристики $K'C'$, что технически реализуемо [20]. Переход на внешнюю характеристику в инверторном режиме $K'C''$ обеспечит увеличение избыточного тока рекуперации с I'_2 до I''_2 (см. рис. 7.5).

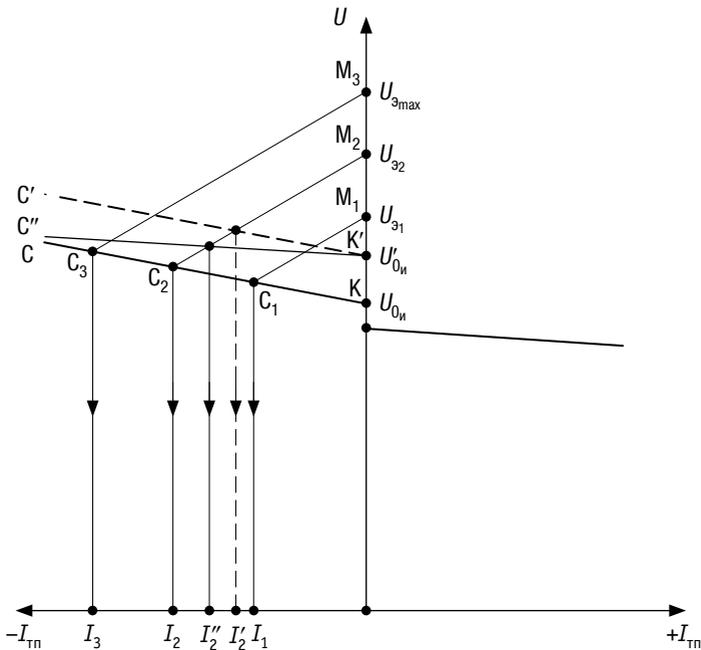


Рис. 7.5. Характеристики тяговой подстанции в инверторном режиме с определением избыточного тока рекуперации

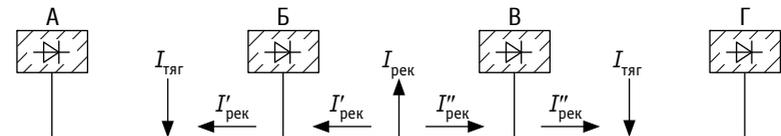


Рис. 7.6. Схема расположения рекуперующего электровоза и электровозов в тяговом режиме на трех межподстанционных зонах

7.3. Особенности режима напряжения в тяговой сети при рекуперации электрической энергии на участках переменного тока

При рекуперативном торможении на участках переменного тока возникают явления, отсутствующие при рекуперации на участках постоянного тока. Объясняется это тем, что на участках переменного тока при рекуперации поток реактивной мощности сохраняет то же направление, как и в режиме тяги, хотя поток активной мощности, как и на участках постоянного тока, изменяет свое направление. Прежнее направление потока реактивной мощности имеет место потому, что при инвертировании на электровозе ток в первичной обмотке его трансформатора I'_3 опережает ЭДС в первичной обмотке \dot{E}_1 на некоторый угол φ'_3 , а так как напряжение этой обмотки \dot{U}_1 находится практически в противофазе с ЭДС, то ток I'_3 отстает от него на угол $(180^\circ - \varphi'_3)$, рис. 7.7 [5, 10].

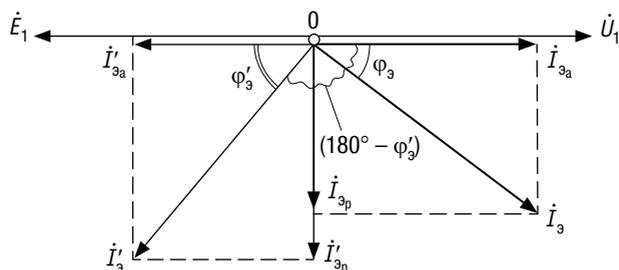


Рис. 7.7. Векторная диаграмма токов и напряжений по первой гармонике для электровоза в тяговом режиме и рекуперирующего электровоза

На векторной диаграмме приведен также вектор тока электровоза в тяговом режиме \dot{I}_3 , который отстает от вектора напряжения \dot{U}_1 на угол φ_3 . При построении векторной диаграммы (см. рис. 7.7) за начальный вектор принят \dot{U}_1 (принято, что он совпадает по направлению с положительной осью действительных значений на комплексной плоскости).

Реактивные составляющие токов ($\dot{I}'_{эп}$ и $\dot{I}_{эп}$) совпадают по фазе (см. рис. 7.7). Это означает, что электровоз и в тяговом, и в рекуперативном режимах является потребителем реактивной мощности. Обращает на себя внимание тот факт, что в рекуперативном режиме она значительно возрастает ($I'_{эп} > I_{эп}$). Это объясняется тем,

что угол φ'_3 больше угла φ_3 . Угол φ_3 в тяговом режиме изменяется в пределах от 30° до 45° [5]. При принятом его среднем значении $37^\circ \cos \varphi_3$ (а это практически коэффициент мощности) равен 0,8. Как показали эксперименты, коэффициент мощности на токоприемнике рекуперировующего электровоза изменяется в пределах 0,5–0,7 [10, 17]. Если принять его среднее значение равным 0,6, то угол φ'_3 будет приблизительно 53° (см. рис. 7.7).

Рассмотрим особенности режима напряжения на токоприемнике рекуперировующего электровоза для случая простейшей схемы питания, состоящей из одной тяговой подстанции и электровоза в конце зоны питания, рис. 7.8, а. Здесь под R и X понимают активное и индуктивное сопротивления тяговой сети от подстанции до электровоза.

Сначала векторную диаграмму для оценки потери напряжения до токоприемника, обусловленную сопротивлением тяговой сети, построим для тягового режима работы электровоза, рис. 7.8, б. Для четкости и ясности построения векторной диаграммы масштабы при изображении векторов напряжения и падения напряжения приняты разные. При построении векторной диаграммы за начальный вектор был принят вектор напряжения \dot{U}_3 , который определил положение вектора тока электровоза \dot{I}_3 . После построения векторов падения напряжения на активном и индуктивном сопротивлениях тяговой сети $\dot{I}_3 R$ и $\dot{I}_3 X$ легко определяется положение вектора напряжения на шинах подстанции $\dot{U}_{\text{тп}}$ (см. рис. 7.8, б).

Потеря напряжения в тяговой сети до электровоза ΔU может быть представлена как сумма отрезков « ab » и « $bв$ ». Тогда ΔU будет равна

$$\Delta U = I_3 R \cos \varphi_3 + I_3 X \sin \varphi_3. \quad (7.7)$$

Перепишем полученное выражение в следующем виде:

$$\Delta U = I_{3a} R + I_{3p} X, \quad (7.8)$$

где I_{3a} и I_{3p} — активная и реактивная составляющие тока электровоза в тяговом режиме соответственно (см. рис. 7.7).

Векторная диаграмма для рекуперативного режима работы электровоза строится в той же последовательности, что и для тягового режима, рис. 7.8, в. При этом напряжение U'_3 взято несколько больше напряжения \dot{U}_3 , а ток I'_3 принят равным I_3 . Положение вектора I'_3 показано на рис. 7.7.

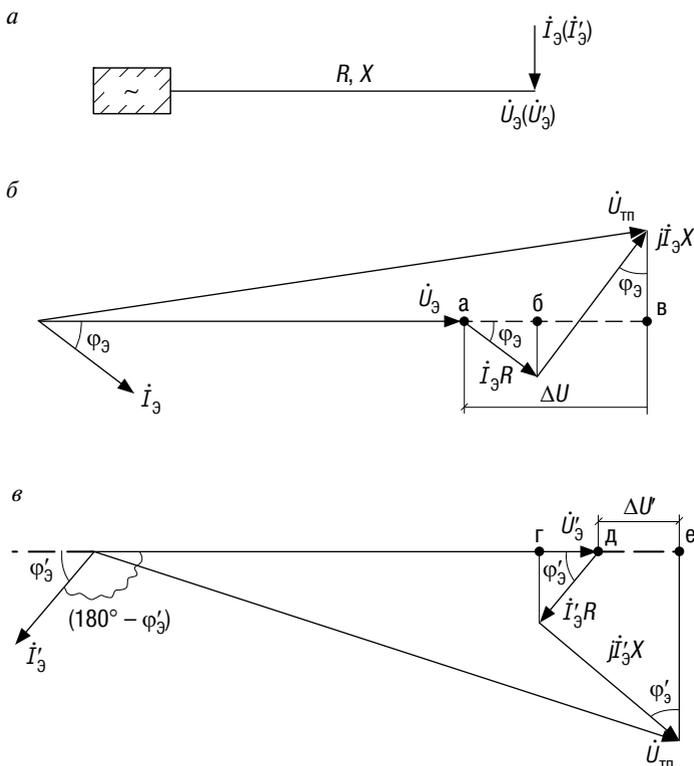


Рис. 7.8. Потери напряжения в тяговой сети переменного тока при работе электровоза в режиме тяги и рекуперации: *a* — схема питания, *б* — векторная диаграмма для режима тяги, *в* — векторная диаграмма для режима рекуперации

Потеря напряжения до токоприемника электровоза в режиме рекуперации, обусловленная сопротивлением тяговой сети $\Delta U'$, может быть представлена как разность отрезков «ге» и «гд» (см. рис. 7.8, в). Тогда можно записать

$$\Delta U' = -I'_3 R \cos \varphi'_3 + I'_3 X \sin \varphi'_3. \quad (7.9)$$

Или

$$\Delta U' = -I'_{3a} R + I'_{3p} X, \quad (7.10)$$

где I'_{3a} и I'_{3p} — соответственно активная и реактивная составляющие тока электровоза в рекуперативном режиме (см. рис. 7.7).

Глава 8

НЕСИММЕТРИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩАЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

8.1. Причины возникновения несимметрии токов и напряжений на участках переменного тока

Электрический локомотив переменного тока является чисто однофазной нагрузкой, к тому же нагрузкой большой мощности. Тяговая подстанция переменного тока имеет, как правило, два плеча питания. На каждое плечо подается напряжение той или иной фазы питающей системы. Таким образом, каждая тяговая подстанция, подключенная к трехфазной сети, питает только две однофазные нагрузки. Поэтому создаваемые электрической тягой нагрузки в трехфазной электрической сети I_A , I_B , I_C не являются симметричными, т.е. в отдельных ее фазах протекают различные токи, рис. 8.1. Различные токи в фазах ЛЭП при их одинаковых сопротивлениях Z_A , Z_B , Z_C приводят к различным потерям и уровням напряжения в них, т.е. к несимметрии напряжения, подводимого к трехфазным приемникам электрической энергии (см. рис. 8.1).

В соответствии с терминологией, принятой в теоретической электротехнике, под трехфазной цепью будем понимать совокупность однофазных цепей, из которых она составляется. Если комплексы сопротивлений всех фаз одинаковы Z_A , Z_B , Z_C (см. рис. 8.1), то такая трехфазная цепь называется симметричной, а в противном

случае — несимметричной. Если в трехфазной цепи все ЭДС, напряжения и токи по фазам равны между собой и сдвинуты на 120° , то такие системы ЭДС, напряжений и токов называют симметричными системами. В противном случае, если модули одноименных величин не равны друг другу, или углы между этими величинами не равны 120° , то такие системы называются несимметричными.

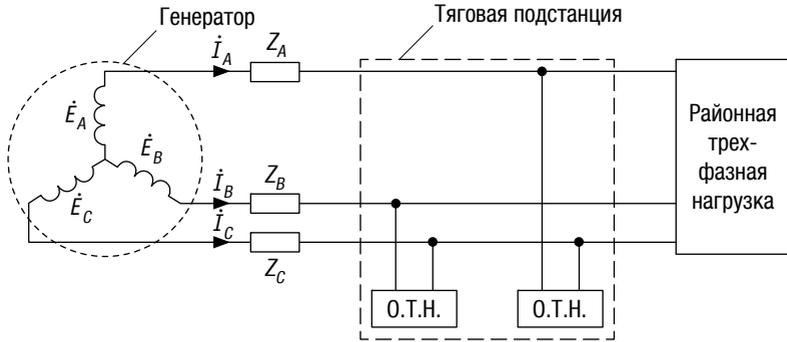


Рис. 8.1. Условная принципиальная схема питания тяговой нагрузки и районной трехфазной нагрузки от энергосистемы:
О.Т.Н. — однофазная тяговая нагрузка

Как известно, симметричная система напряжений может быть представлена тремя уравнениями:

$$\begin{aligned} U_A &= U_m \sin(\omega t + \psi_0); \\ U_B &= U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 120^\circ); \\ U_C &= U_m \sin(\omega t + \psi_0 - 240^\circ); \end{aligned} \quad (8.1)$$

где ψ_0 — начальная фаза напряжения U_A .

При пользовании символическим методом эти же уравнения можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= Ue^{j\psi_0} = \dot{U}; \\ U_B &= Ue^{j(\psi_0-120^\circ)} = Ue^{j\psi_0} e^{-j120^\circ} = \dot{U}e^{-j120^\circ}; \\ U_C &= Ue^{j(\psi_0-240^\circ)} = Ue^{j\psi_0} e^{-j240^\circ} = \dot{U}e^{-j240^\circ}; \end{aligned} \quad (8.2)$$

где e^{j120° — комплексный множитель,

$$e^{j120^\circ} = e^{j-240^\circ} = a, e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ} = a^2.$$

Тогда выражения (8.2) для симметричной системы напряжений можно записать следующим образом:

$$\dot{U}_A = \dot{U}, \dot{U}_B = a^2 \dot{U}, \dot{U}_C = a \dot{U}. \quad (8.3)$$

Исходя из метода симметричных составляющих любая несимметричная трехфазная система может быть разложена на три симметричные составляющие: прямой, обратной и нулевой последовательности, которые могут быть изображены тремя системами векторов (см. 2.1).

Каждое фазное напряжение несимметричной системы в общем случае может быть представлено следующими тремя уравнениями:

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= \dot{U}_{A(1)} + \dot{U}_{A(2)} + \dot{U}_{A(0)}; \\ \dot{U}_B &= \dot{U}_{B(1)} + \dot{U}_{B(2)} + \dot{U}_{B(0)}; \\ \dot{U}_C &= \dot{U}_{C(1)} + \dot{U}_{C(2)} + \dot{U}_{C(0)}; \end{aligned} \quad (8.4)$$

где $\dot{U}_{A(1)}$, $\dot{U}_{A(2)}$ и $\dot{U}_{A(0)}$ — соответственно напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей для фазы A.

Поскольку векторы прямой и обратной последовательности образуют симметричные системы, то, воспользовавшись уравнениями (8.3), можно написать:

— для прямой последовательности

$$\dot{U}_{B(1)} = a^2 \dot{U}_{A(1)}, \dot{U}_{C(1)} = a \dot{U}_{A(1)};$$

— обратной последовательности

$$\dot{U}_{B(2)} = a \dot{U}_{A(2)}, \dot{U}_{C(2)} = a^2 \dot{U}_{A(2)};$$

— нулевой последовательности

$$\dot{U}_{A(0)} = \dot{U}_{B(0)} = \dot{U}_{C(0)} = \dot{U}_{(0)}.$$

Тогда выражения (4.4) можно переписать в следующем виде:

$$\begin{aligned}\dot{U}_A &= \dot{U}_{A(1)} + \dot{U}_{A(2)} + \dot{U}_{A(0)}; \\ \dot{U}_B &= a^2 \dot{U}_{A(1)} + a \dot{U}_{A(2)} + U_0; \\ \dot{U}_C &= a \dot{U}_{A(1)} + a^2 \dot{U}_{A(2)} + U_0.\end{aligned}\tag{8.5}$$

Совместное решение приведенной системы уравнений (8.5) позволяет определить $\dot{U}_{A(1)}$, $\dot{U}_{A(2)}$, $\dot{U}_{A(0)}$.

$$\begin{aligned}\dot{U}_{A(1)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a \dot{U}_B + a^2 \dot{U}_C); \\ \dot{U}_{A(2)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2 \dot{U}_B + a \dot{U}_C); \\ \dot{U}_{(0)} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C).\end{aligned}\tag{8.6}$$

Аналогичные выражения можно написать и для несимметричной системы токов

$$\begin{aligned}\dot{I}_{A(1)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a \dot{I}_B + a^2 \dot{I}_C); \\ \dot{I}_{A(2)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + a^2 \dot{I}_B + a \dot{I}_C); \\ \dot{I}_{(0)} &= \frac{1}{3}(\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C).\end{aligned}\tag{8.7}$$

При электрической тяге на переменном токе в питающей электрической трехфазной сети протекают только токи прямой и обратной последовательностей (см. 2.1).

В симметричных цепях симметричные составляющие токов и напряжений одной последовательности не влияют на токи и напряжения другой последовательности. Изложенное относится как к статическим цепям, так и к цепям, содержащим вращающиеся

машины с симметричными обмотками. Поскольку симметричные составляющие токов вызывают падения напряжения той же последовательности, то можно говорить о сопротивлении цепи той или иной последовательности, т.е. о полном сопротивлении токам прямой, обратной и, если имеет место четырехпроводная цепь, нулевой последовательностей. В симметричных цепях полные сопротивления прямой и обратной последовательности для статических устройств одинаковы (сопротивление нулевой последовательности может от них отличаться), для вращающихся машин, как правило, эти сопротивления существенно различны [17].

8.2. Показатели, характеризующие величину несимметрии токов и напряжений

Оценка несимметрии токов или напряжений в трехфазных сетях производится при помощи коэффициентов несимметрии токов или напряжений. В технической литературе распространено определение коэффициента несимметрии K_2 как отношение действующего значения тока или напряжения обратной последовательности I_2 , U_2 к действующему значению тока и напряжения прямой последовательности I_1 , U_1 основной частоты трехфазной системы токов или напряжений [19].

Коэффициент несимметрии токов равен

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_1} \text{ или } K_{2U} \% = \frac{U_2}{U_1} 100\%. \quad (8.8)$$

По аналогии для несимметрии напряжений имеем

$$K_{2I} = \frac{I_2}{I_1} \text{ или } K_{2I} \% = \frac{I_2}{I_1} 100\%. \quad (8.9)$$

Однако эти величины коэффициентов для элементов устройств системы электроснабжения не являются достаточно характерными. Действительно, например коэффициент несимметрии токов может быть велик, но токи прямой и обратной последовательностей много ниже номинальной нагрузки рассматриваемого устройства (например, генератора электростанции). И, наоборот, ток обратной последовательности может быть в несколько раз больше, чем

в предыдущем случае при меньшем коэффициенте несимметрии, если ток прямой последовательности достаточно велик. Поэтому такой коэффициент несимметрии токов, характеризующий степень искажения трехфазной системы, практически не определяет влияния этой несимметрии на располагаемую мощность генератора.

Значительно более ценным является относительный коэффициент несимметрии токов K'_{2I} , представляющий отношение тока обратной последовательности к номинальному току генератора I_H , на который оценивается влияние токов обратной последовательности

$$K'_{2I} = \frac{I_2}{I_H} \text{ или } K_{2I}\% = \frac{I_2}{I_H} 100\%. \quad (8.10)$$

Учитывая, что разница между номинальным напряжением сети U_H и U_1 очень незначительна, то K_{2U} определяют по выражению

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_H} \text{ или } K_{2U}\% = \frac{U_2}{U_H} 100\%.$$

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2н}$ допускается определять [19]:

1. Методом симметричных составляющих (см. 8.1).
2. Вычислением по приближенным формулам значения напряжения прямой и обратной последовательности для основной частоты

$$U_1 = \frac{1}{3}(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}); \quad (8.11)$$

$$U_2 = 0,62(U_{\max} - U_{\min}),$$

где U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} — междуфазные (линейные) напряжения рассматриваемой трехфазной системы;

U_{\max} , U_{\min} — наибольшее и наименьшее значения из трех междуфазных напряжений основной частоты.

8.3. Отрицательные последствия несимметрии токов и напряжений. Допустимые значения коэффициентов несимметрии

Как известно из теории работы электрических машин [17], несимметричная нагрузка генераторов приводит к повышенному нагреванию их обмоток и стали статоров и роторов. Кроме того, в этих условиях наблюдается увеличенная вибрация отдельных частей машины. Все это может привести к нарушению нормальных условий ее работы и к уменьшению продолжительности работы генератора с номинальной нагрузкой. Незначительное увеличение несимметрии токов приводит к очень существенному уменьшению длительности работы с номинальным током. Так, если при относительном коэффициенте несимметрии токов 0,08 генератор с номинальным током может работать длительно, то при несимметрии 0,12 только 10 мин, а при несимметрии 0,28 мин — лишь 3 мин [17]. Дополнительный нагрев обмоток ротора генератора можно пояснить с помощью рис. 8.2.

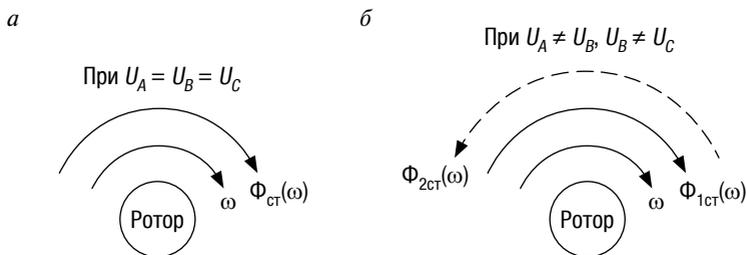


Рис. 8.2. Направление вращения ротора и магнитного поля статора:
а — при симметричной нагрузке фаз генератора;
б — несимметричной нагрузке фаз генератора

На приведенном рисунке условно показаны направления вращения ротора с угловой скоростью ω и магнитного поля статора синхронного генератора при симметричной и несимметричной нагрузке его фаз. В первом случае скорость вращения ротора и магнитного потока статора $\Phi_{ст}$ совпадают и направлены согласно (см. рис. 8.2, а). Поэтому в обмотке ротора ток от магнитного потока $\Phi_{ст}$ не наводится. При несимметричной нагрузке фаз генератора магнитный поток статора представлен магнитным потоком, обусловленным током прямой последовательности $\Phi_{1ст}(\omega)$,

и магнитным потоком статора, обусловленным током обратной последовательности $\Phi_{2\text{ст}}(\omega)$, вращающимся встречно по отношению к ротору (рис. 8.2, б). Этот магнитный поток наводит в обмотке ротора ток, вызывающий ее дополнительный нагрев. Для турбогенераторов допустимое значение относительного коэффициента несимметрии токов составляет 5 %, а для гидрогенераторов 10 % [17].

Рассмотрим влияние несимметрии напряжений на работу трехфазных асинхронных двигателей, которые являются основными потребителями электрической энергии во всех отраслях хозяйства. Несимметрия напряжений приводит к уменьшению максимального момента двигателя и увеличению его нагревания.

При симметричной трехфазной системе напряжений в асинхронном двигателе создается вращающееся магнитное поле с постоянной величиной потока. При несимметричной системе напряжений магнитное поле может быть разложено на два, вращающихся в различные стороны в соответствии с симметричными составляющими напряжения прямой и обратной последовательностей. Оба поля создают свои вращающие моменты, действующие в противоположных направлениях.

Максимальный вращающий момент асинхронного двигателя пропорционален квадрату напряжения на его зажимах, поэтому приблизительно общий вращающий момент M определяют [17] как разность двух моментов $M = M_1 - M_2$; M_1 пропорционален квадрату напряжения прямой последовательности, M_2 — квадрату напряжения обратной последовательности.

Так как напряжение прямой последовательности близко к номинальному U_n , то $M_1 = cU_n^2$, здесь c — коэффициент пропорциональности, зависящий от постоянных машины [17]. Момент $M_2 = cU_2^2 = c(K_{2U}U_n)$, где K_{2U} — коэффициент несимметрии напряжений. Следовательно,

$$M = M_1 - M_2 = cU_n^2(1 - K_{2U}^2). \quad (8.12)$$

Из формулы (8.12) следует, что если $K_{2U} = 0,1$ (т.е. 10 %, а обычно допускается значительно меньшая несимметрия), то изменение вращающего момента составит не более 0,01 (т.е. 1 %). Таким образом, практически встречающиеся значения коэффициента несимметрии напряжений не оказывают сколько-нибудь заметного влияния на максимальный вращающий момент асинхронного двигателя.

На нагревание двигателя напряжение обратной последовательности оказывает значительно более сильное влияние. Объясняется это тем, что сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя много меньше сопротивления прямой последовательности, поэтому даже при небольшой величине напряжения обратной последовательности ток, обусловленный им, получается большим.

При одном и том же коэффициенте несимметрии напряжений угол между симметричными составляющими прямой и обратной последовательностей одноименных фаз может быть различным. Для самого неблагоприятного случая, когда в одной из фаз обмотки статора токи прямой и обратной последовательностей совпадают по фазе, суммарный ток не должен превосходить номинальный. Тогда [17]

$$I_1 + I_2 = I_n, \quad (8.13)$$

где $I_2 = \frac{U_2}{Z_2} = \frac{K_{2U} U_n}{Z_2}$,

Z_2 — полное сопротивление цепи току обратной последовательности.

Сопротивление обратной последовательности близко по значению сопротивлению цепи короткого замыкания Z_k [17]. Приняв,

что $I_2 = \frac{K_{2U} U_n}{Z_k} = K_{2U} I_k$ и подставив это выражение в (8.13), полу-

чим допустимый ток прямой последовательности

$$I_1 = I_n - K_{2U} I_k = I_n \left(1 - K_{2U} \frac{I_k}{I_n} \right). \quad (8.14)$$

Обозначив $\frac{I_k}{I_n} = \beta$ и назвав это отношение кратностью тока короткого замыкания, получим расчетную формулу допустимого тока прямой последовательности

$$\frac{I_1}{I_n} = 1 - K_{2U} \beta. \quad (8.15)$$

Из выражения (8.15) следует, что при кратности тока короткого замыкания $\beta = 5$ и $K_{2U} = 20\%$ располагаемая мощность двигателя, или допустимая нагрузка, равна нулю.

Предложенная эмпирическая формула дает допустимую нагрузку двигателя $P_{\text{доп}}$ в виде [5]:

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{н}} \frac{\sqrt{1 - K_{2U}^2 \beta^2}}{1 + K_{2U}^2 \beta^2}, \quad (8.16)$$

где $P_{\text{н}}$ — номинальная мощность двигателя.

Из формул (8.15) и (8.16) можно сделать вывод, что уже при небольшой несимметрии напряжения может оказаться более выгодным отключить одну фазу статора и заставить работать двигатель в однофазном режиме, при котором мощность может достигать 70–80 % номинального значения.

Как уже отмечалось, напряжение обратной последовательности вызывает токи обратной последовательности, которые, суммируясь с токами прямой последовательности, приводят к увеличению нагревания двигателя. При этом нагревается более та фаза, где суммарный ток получается наибольшим. Очевидно, величина суммарного тока в фазе двигателя зависит от угла сдвига между токами прямой и обратной последовательностей.

Для представления о том, как влияет несимметрия напряжения на относительный срок службы двигателя T , приводится соответствующая зависимость в виде кривой (рис. 8.3) для постоянной несимметрии и угла между векторами прямой и обратной последовательностей, равного нулю [5].

В этом случае принято, что двигатель при симметричной системе напряжений загружен на номинальную мощность $P_{\text{н}}$, реализует номинальный срок службы $T_{\text{н}}$ и может работать с пониженным на 5 % напряжением.

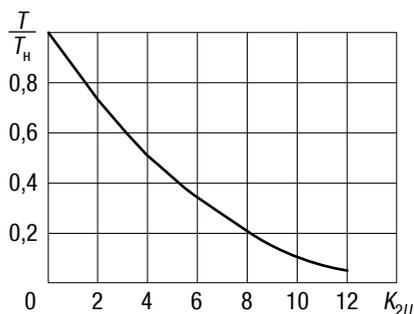


Рис. 8.3. К анализу влияния постоянной несимметрии напряжения на относительное снижение срока службы $T/T_{\text{н}}$ (здесь T и $T_{\text{н}}$ — фактический и номинальный сроки службы)

Неравенство напряжений по фазам отрицательно влияет на работу осветительных ламп и других однофазных приемников электроэнергии. Несимметрия напряжений может в некоторой степени обуславливать неодинаковые напряжения на плечах питания тяговых подстанций.

Согласно ГОСТ 13109-97 [19] нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим цепям равны 2,0 и 4,0 % соответственно. Для шин 35 (10) кВ и 27,5 кВ эти значения несколько больше.

Глава 9

ЕМКОСТНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

На электрифицированных участках переменного тока качество электрической энергии, потребляемой тяговыми нагрузками (электровозами) и нетяговыми потребителями, не всегда соответствует установленным нормативам. Для поддержания показателей качества электрической энергии в допустимых пределах применяются специальные меры. Одна из таких мер — емкостная компенсация. В зависимости от того, как ее элементы включаются по отношению к нагрузке (параллельно или последовательно), различают поперечную (параллельную) емкостную компенсацию (ПЕК) и продольную (последовательную) емкостную компенсацию (ПДЕК).

9.1. Отрицательные последствия пониженного значения коэффициента мощности на шинах тяговых подстанций переменного тока

Электровозы переменного тока потребляют из системы значительную реактивную мощность, поэтому коэффициент мощности на шинах тяговых подстанций имеет достаточно пониженное значение. Его величина, как правило, изменяется в пределах 0,75–0,85 [21]. В среднем его значение принимают равным 0,8.

На электровозах с выпрямительными установками кривая потребляемого тока имеет несинусоидальную форму. В этом случае при синусоидальном напряжении коэффициент мощности k_M определяется выражением [17]

$$k_M = v_I \cos \varphi_1, \quad (9.1)$$

где v_I — коэффициент искажения кривой тока, равный отношению действующего значения первой гармоники к полному току;

φ_1 — угол сдвига между векторами напряжения и первой гармоникой тока.

Для двухпульсовой мостовой схемы выпрямления, применяемой на электровозах переменного тока, теоретическое значение v_I (при идеальном сглаживании кривой выпрямленного тока) равно 0,9 [39, 40]. При действительных условиях эксплуатации, когда кривая выпрямленного тока носит пульсирующий характер, значение v_I составляет 0,982 [21].

Таким образом, без большей погрешности можно принять, что $k_M = \cos \varphi_1$.

Низкое значение коэффициента мощности ($\cos \varphi$) приводит к ряду отрицательных последствий. Реактивная мощность, необходимая для работы электровозов, поступающая из системы, загружает линии и трансформаторы. В результате увеличиваются потери активной мощности. Покажем это для простейшего случая. Для однофазной цепи или для одной фазы трехфазной при протекающем токе I и напряжении U потребляемая активная мощность P равна $UI \cos \varphi$, а потеря активной мощности ΔP при активной составляющей сопротивления цепи R находится как $I^2 R$. Определяя ток I как $P / U \cos \varphi$ и подставляя это в выражение для ΔP , получим

$$\Delta P = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R. \quad (9.2)$$

Из формулы (9.2) следует: чем меньше $\cos \varphi$ при одной и той же потребляемой активной мощности P , тем больше будет потеря активной мощности.

Кроме того, при пониженном значении коэффициента мощности $\cos \varphi$ реактивный ток, протекая по элементам системы электроснабжения, обладающих реактивным сопротивлением, вызывает дополнительную потерю напряжения на зажимах потребителей.

Хорошо видно, что при уменьшении $\cos\varphi$ возрастает ток I_p и увеличивается потеря напряжения ΔU (при одной и той же потребляемой активной мощности, т.е. ток I_a неизменен).

Пониженное значение коэффициента мощности приводит также к уменьшению располагаемой мощности того или иного источника питания. Другими словами, источник питания с определенным номинальным током сможет обеспечить электроэнергией тем меньшее число потребителей, чем меньше у них коэффициент мощности. В качестве примера рассмотрим два вида однофазных электроприемников, которые потребляют одну и ту же активную мощность P , но имеют существенно различные коэффициенты мощности. Пусть коэффициент мощности электроприемника первого типа $\cos\varphi_1$ в два раза больше коэффициента мощности электроприемника второго типа $\cos\varphi_2$. Тогда потребляемый ток электроприемника первого типа будет равен $P/U \cos\varphi_1$, а второго типа — $P/U \cos\varphi_2$, т.е. в два раза больше.

Таким образом, источник питания при его определенном номинальном токе сможет питать число электроприемников второго типа в два раза меньше, чем первого.

Для повышения коэффициента мощности на шинах тяговых подстанций переменного тока в принципе могут быть применены те же средства, которые используются в системах для других потребителей. В качестве источника реактивной мощности применяются синхронные компенсаторы, синхронные двигатели, конденсаторные установки. Синхронные компенсаторы и двигатели относятся к машинным источникам реактивной мощности, выпускаются в трехфазном исполнении и обычно используются в симметричных трехфазных сетях [10]. Кроме того, синхронные компенсаторы выгодно использовать, когда номинальная мощность источника реактивной мощности более 7500 квар [12]. Поэтому для повышения коэффициента мощности на шинах тяговых подстанций переменного тока за счет частичной разгрузки системы от потока реактивной мощности применяют статические нерегулируемые и регулируемые установки реактивной мощности на базе электрических конденсаторов.

9.2. Поперечная емкостная компенсация при размещении установки на тяговой подстанции

Рассмотрим работу установки поперечной емкостной компенсации (ПЕК) для случая простейшей однофазной цепи, которая имеет место, если питание тяговой нагрузки осуществляется от установленного на тяговой подстанции однофазного трансформатора. Схема замещения для этого случая приведена на рис. 9.1. Точка включения установки ПЕК обозначена как «а».

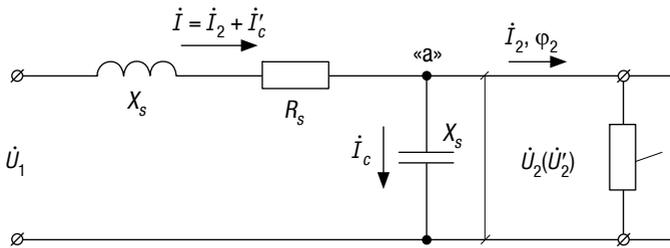


Рис. 9.1. Схема замещения однофазной цепи:

I — тяговая нагрузка, \dot{U}_1 — напряжение источника питания, \dot{I} — ток в системе, $\dot{U}_2(\dot{U}'_2)$ — напряжение в точке предполагаемого размещения установки ПЕК до ее применения и после, \dot{I}_2 — ток нагрузки, \dot{I}'_c — ток установки ПЕК, $R_s X_s$ — активное и индуктивное сопротивления питающей цепи от источника питания до места включения установки ПЕК, X_c — емкостное сопротивление установки ПЕК, φ_2 — сдвиг по фазе между векторами напряжения и тока в точке размещения установки ПЕК до ее включения

Рассмотрим два режима работы приведенной схемы замещения: при отсутствии поперечной емкостной компенсации и при ее наличии. Построим совмещенную векторную диаграмму для обоих режимов. Для первого режима построение проведем сплошными линиями, для второго — пунктирными, рис. 9.2. Для четкости и ясности построения векторной диаграммы масштабы при изображении векторов напряжения и падения напряжения примем разные.

Первоначально приведем векторную диаграмму при отсутствии установки ПЕК. В качестве начального вектора при ее построении принят вектор напряжения \dot{U}_2 (см. рис. 9.2), позволяющий определить положение вектора тока \dot{I}_2 , исходя из активно-индуктивного характера тяговой нагрузки (значение угла φ_2 изменяется от 30 до 45°). Приведем векторы активной \dot{I}_{2a} и реактивной \dot{I}_{2p} составляющих тока нагрузки \dot{I}_2 . Построив векторы падений напряжения

$\dot{I}_2 R_s$ и $j\dot{I}_2 X_s$, найдем положение вектора напряжения источника питания \dot{U}_1 . Полученный угол φ_1 определяет коэффициент мощности в системе. Потеря напряжения до точки «а» равна ΔU_2 (см. рис. 9.2).

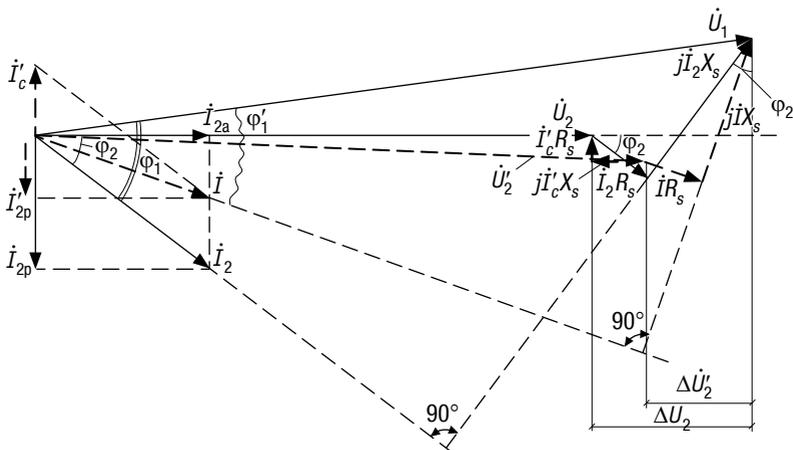


Рис. 9.2. Векторная диаграмма для схемы замещения без установки ПЕК и при ее наличии:
без установки ПЕК, при включении установки ПЕК

Включим установку ПЕК, представленную на схеме замещения в виде конденсатора, в точке «а». Дальнейшее построение векторной диаграммы произведем пунктирными линиями. Включение установки ПЕК означает появление тока \dot{I}'_c , вектор которого практически на 90° опережает вектор напряжения \dot{U}_2 (см. рис. 9.2). Это приводит к тому, что на участке от источника питания до точки «а» теперь будет протекать ток \dot{I} , равный сумме токов \dot{I}_2 и \dot{I}'_c (см. рис. 9.1). Реактивная составляющая тока в системе \dot{I}'_{2p} становится меньше по сравнению с этой составляющей до компенсации \dot{I}_{2p} , а активная составляющая тока \dot{I}_{2a} остается прежней (см. рис. 9.2). Последующее построение векторной диаграммы выполним от конца вектора \dot{U}_1 , так как величина его модуля и определенное уже его положение на векторной диаграмме не зависят от того, включена или нет установка ПЕК. Из конца этого вектора построим вектор падения напряжения $\dot{I} R_s$, а затем вектор падения напряжения $\dot{I} R_s$, учитывая, что ток I меньше тока I_2 , поэтому модуль вектора $j\dot{I} X_s$ меньше модуля вектора $j\dot{I}_2 X_s$, а модуль вектора

$\dot{I}R_s$ меньше модуля вектора \dot{I}_2R_s . Соединив начальную точку построения векторной диаграммы с началом вектора $\dot{I}R_s$, определим положение вектора напряжения в точке «а» при компенсации \dot{U}'_2 , модуль которого больше модуля вектора напряжения в этой точке до компенсации \dot{U}_2 . Разница обусловлена вектором падения напряжения $j\dot{I}'_cX_s$. Сдвиг по фазе между напряжением \dot{U}_1 и током \dot{I} составил φ'_1 (см. рис. 9.2). Потеря напряжения до точки «а» получается равной $\Delta U'_2$.

Из анализа построенной векторной диаграммы следует, что угол $\varphi'_1 < \varphi_1$, т.е. коэффициент мощности в системе увеличивается ($\cos\varphi'_1 > \cos\varphi_1$), а $\Delta U'_2 < \Delta U_2$, что означает увеличение напряжения в точке включения установки ПЕК (см. рис. 9.2).

Выразим потерю напряжения $\Delta U'_2$ через ΔU_2 . Из векторной диаграммы следует, что

$$\Delta U'_2 = \Delta U_2 - I'_c X_s. \quad (9.3)$$

Перепишем выражение (9.3), используя рис. 9.2,

$$\Delta U'_2 = I_2 R_s \cos\varphi_2 + I_2 X_s \sin\varphi_2 - \dot{I}'_c X_s. \quad (9.4)$$

Переходя к активной I_{2a} и реактивной I_{2p} составляющим тока нагрузки, будем иметь

$$\Delta U'_2 = I_{2a} R_s + I_{2p} X_s - \dot{I}'_c X_s,$$

или

$$\Delta U'_2 = I_{2a} R_s + (I_{2p} - \dot{I}'_c) X_s. \quad (9.5)$$

Выражение в круглых скобках в формуле (9.5) отражает идею поперечной емкостной компенсации — уменьшение реактивной составляющей тока в системе за счет установки источника реактивной мощности в непосредственной близости от нагрузки.

Установки поперечной емкостной компенсации размещаются на стороне 27,5 кВ в двух точках: на тяговой подстанции и на посту секционирования, рис. 9.3. При включении однофазной установки ПЕК на подстанции она устанавливается на одном из ее плеч питания, параллельно тяговой нагрузке (электровозам). Это осуществляется на плече питания, на которое подается напряжение «отстающей» фазы, рис. 9.3. На рисунке установка ПЕК в виде конденсатора C чисто условно показана включенной между контактной

сетью и рельсами. В эксплуатации она, конечно, размещается на территории тяговой подстанции.

Размещение установки ПЕК на плече питания тяговой подстанции именно с «отстающей» фазой обусловлено рядом причин. При включении ее на плече питания тяговой подстанции с «отстающей» фазой она, помимо повышения коэффициента мощности, обеспечивает определенное повышение напряжения на этом плече, где напряжение, как правило, меньше, чем на плече с «опережающей» фазой и уменьшение несимметрии токов, создаваемой тяговой подстанцией в системе (см. гл. 9). Однофазная установка ПЕК уменьшает потерю напряжения не только на том плече, где она установлена, но и на соседнем. Но уменьшение потери напряжения на этом плече в четыре раза меньше, чем на плече с установкой [5].

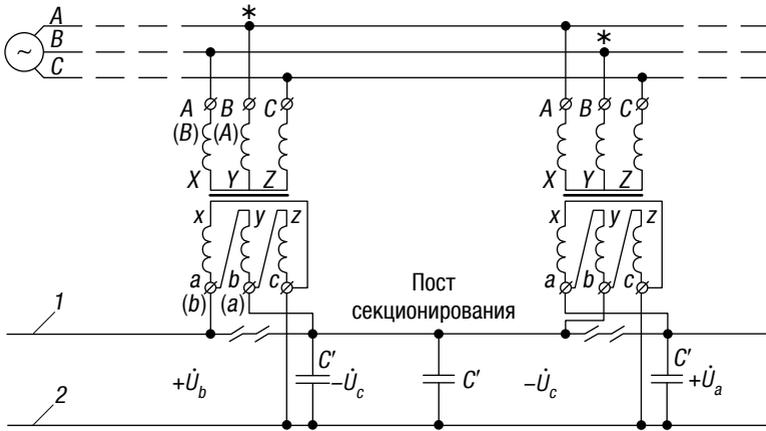


Рис. 9.3. Места включения установок поперечной емкостной компенсации: 1 — контактная сеть, 2 — рельсы

Установка ПЕК может быть включена и на посту секционирования (см. рис. 9.3). Это позволяет уменьшить потери напряжения и в тяговой сети, повысить напряжение на посту секционирования. При включении установки ПЕК на подстанции она повышает напряжение на плече, на котором установлена, на 2–5% в зависимости от мощности установки. При расположении установки на посту секционирования напряжение на его шинах увеличивается на 6–12%.

Повышение напряжения в месте включения установки ПЕК $\delta U_{\text{к}}$ определяют по формулам [6]:

— при включении на подстанции

$$\Delta U_{\text{к}} \% = \left(1 - \frac{X_{\text{к}}}{X_{\text{к}} - X'_s - X'_T}\right) 100\%; \quad (9.6)$$

— включении на посту секционирования

$$\Delta U_{\text{к}} \% = \left(1 - \frac{X_{\text{к}}}{X_{\text{к}} - X'_s - X'_T - x l}\right) 100\%; \quad (9.7)$$

где $X_{\text{к}}$ — реактивное сопротивление установки поперечной емкостной компенсации;

x — удельное индуктивное сопротивление тяговой сети;

l — длина межподстанционной зоны;

X'_s и X'_T — см. 6.4 и формулы (6.17) и (6.18).

При применении установки ПЕК на плече питания подстанции с «отстающей» фазой, как уже было отмечено, происходит и определенное выравнивание токов фаз трехфазного трансформатора, что уменьшает несимметрию токов, создаваемую подстанцией в системе.

Включение конденсаторной батареи на шинах тяговой подстанции 27,5 кВ создает условия для возникновения резонанса напряжений. Приведем схему замещения, рассматривая одну фазу тягового трансформатора, рис. 5.4, *a*.

Появление установки ПЕК приводит к образованию колебательного контура, который имеет две ветви: первая состоит из активного и индуктивного сопротивлений системы и трансформатора и емкостного сопротивления установки ПЕК, вторая — из последовательно соединенных емкостного сопротивления установки X_c , индуктивного и активного сопротивлений тяговой сети $X_{L\text{тс}}$ и $R_{\text{тс}}$ и электровоза (см. рис. 9.4, *a*). В каждой ветви происходит усиление отдельных высших гармоник тока, обусловленных электровозом при работе его выпрямительной установки, за счет того, что индуктивное сопротивление компенсируется емкостным, поэтому ток ветви ограничивается только ее активным сопротивлением [6].

Кроме того, при увеличении напряжения скачком, которое происходит в момент окончания коммутации вентилей выпрямительной установки электровоза, т.е. дважды за период T (см. рис. 9.4, *b*), во второй ветви колебательного контура возникает ток собственных

колебаний [5]. Этот ток имеет повышенную частоту (3, 5, 7 и т.д. гармоники в зависимости от удаленности от подстанции) и может достигать значений, соизмеримых с основным током установки. В результате ток, протекающий по ней, вызывает недопустимую перегрузку конденсаторов установки и может стать причиной выхода их из строя.

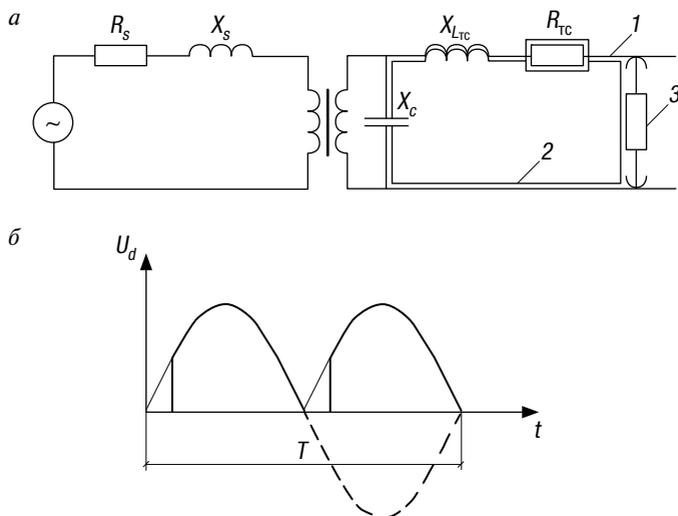


Рис. 9.4. Условия возникновения резонанса напряжений при включении установки ПЕК:

a — схема замещения, *б* — кривая изменения выпрямленного напряжения U_d на зажимах тяговых двигателей постоянного тока электровоза переменного тока, 1 — контактная сеть, 2 — рельсы, 3 — электровоз, R_s и X_s — активное и индуктивное сопротивления внешней части системы электроснабжения, $R_{тс}$ и $X_{Lтс}$ — активное и индуктивное сопротивления тяговой сети между тяговой подстанцией и электровозом, X_c — емкостное сопротивление установки ПЕК

Усиление высших гармоник тока внешней части системы электроснабжения приводит к сильному искажению синусоиды питающего напряжения [5].

Резонанс напряжений возникает при $X_L = X_c$, т.е. при

$$2\pi fL = \frac{1}{2\pi fC}, \quad (9.8)$$

где L и C — соответственно индуктивность и емкость колебательного контура.

Тогда частота, при которой возникает резонанс, равна

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}. \quad (9.9)$$

Чтобы ликвидировать резонанс напряжений на указанных гармониках, следует нарушить для них условие резонанса (9.8). Для этой цели последовательно с конденсаторами установки включают реактор (см. рис. 9.5).

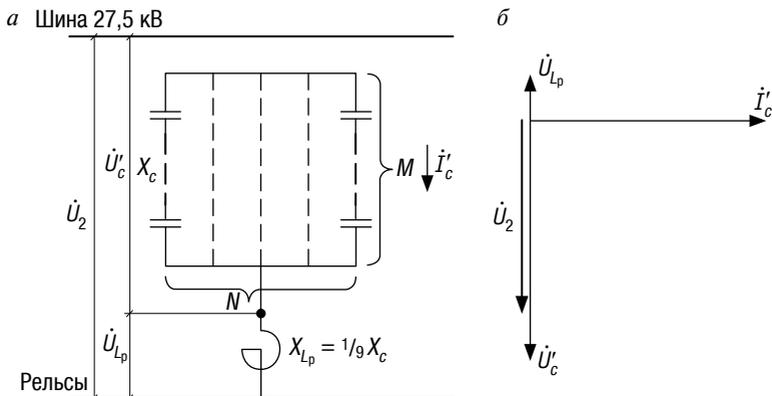


Рис. 9.5. Упрощенная принципиальная схема установки поперечной емкостной компенсации:

а — схема включения конденсаторов и реактора; б — векторная диаграмма;

X_c — емкостное сопротивление установки ПЕК;

X_{Lp} — индуктивное сопротивление реактора

Индуктивность реактора выбирается так, чтобы его индуктивное сопротивление для третьей гармоники равнялось емкостному сопротивлению конденсаторов установки для данной гармоники, т.е. $X_{L_3} = X_{C_3}$. Тогда индуктивное сопротивление всего колебательного контура для частоты 150 Гц будет больше емкостного, т.е. резонанс напряжений станет невозможным. Для гармоник более высокого порядка индуктивное сопротивление будет увеличиваться, а емкостное — падать, т.е. резонанс тем более невозможен. При нормальной частоте (частоте первой гармоники) 50 Гц индуктивное сопротивление реактора X_{L_1} , учитывая, что $X_{L_3} = X_{C_3}$, будет равно 1/9 емкостного сопротивления конденсаторов установки для первой гармоники X_{C_1} , т.е.

$$X_{L_3} = \frac{1}{9} X_{C_1}. \quad (9.10)$$

С помощью установок поперечной емкостной компенсации коэффициент мощности на шинах первичного напряжения тяговых подстанций переменного тока повышают до величины 0,91–0,93 [17]. Под этими значениями понимают средневзвешенный коэффициент мощности для группы подстанций того или иного участка: чем дальше тяговая подстанция расположена от источников питания, тем больший коэффициент мощности рекомендуется иметь на ее шинах, учитывая те отрицательные последствия, которые имеют место при его пониженном значении (см. 9.1), рис. 9.6.



Рис 9.6. Примерное распределение значений коэффициента мощности по тяговым подстанциям на участке с поперечной емкостной компенсацией

На тяговых подстанциях, находящихся в непосредственной близости от источников питания, ПЕК вообще не устанавливаются.

Реактивная мощность, отдаваемая установкой ПЕК в тяговую сеть, зависит от величины напряжения на ней. При большой нагрузке на межподстанционной зоне напряжение на установке уменьшается, вследствие чего мощность ее падает. Напротив, при малой тяговой нагрузке напряжение на установке ПЕК увеличивается, мощность, обеспечиваемая ей, больше, чем необходима. Поэтому желательно иметь регулируемые установки поперечной емкостной компенсации, которые бы обеспечили требуемое значение коэффициента мощности на шинах первичного напряжения подстанции и не превышение максимально допустимого уровня напряжения в тяговой части системы электроснабжения [10].

9.3. Продольная емкостная компенсация

Уровень напряжения на токоприемнике электровозов непрерывно изменяется вследствие потери напряжения в системе, в трансформаторах тяговых подстанций и тяговой сети, для сопротивлений

которых основной является индуктивная составляющая. Идея продольной емкостной компенсации (ПДЕК) состоит в уменьшении влияния индуктивной составляющей сопротивления указанных элементов на напряжение на токоприемнике электровозов путем включения емкости последовательно с ними. Устройства ПДЕК могут быть включены в любую точку системы электроснабжения электрифицированной железной дороги, начиная от ЛЭП и кончая электровозом, но практически устройства ПДЕК устанавливаются на тяговых подстанциях на стороне 27,5 кВ. Различают две точки их включения: питающая и отсасывающая линии тяговой подстанции, рис. 9.7.

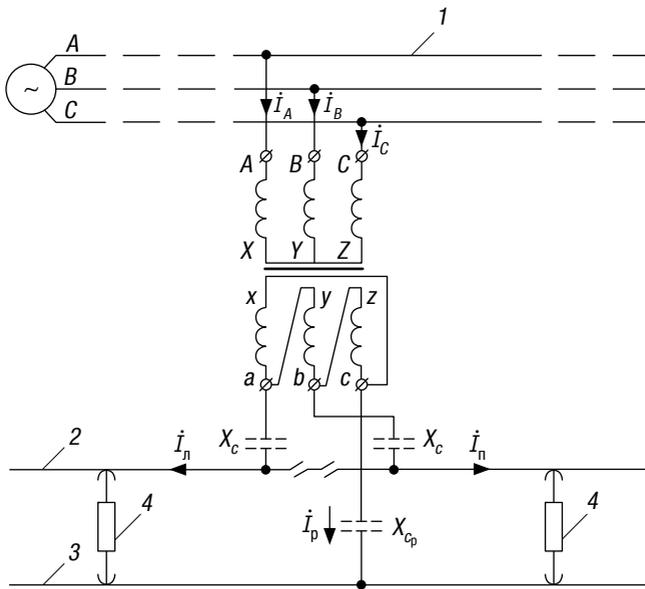


Рис. 9. 7. Возможные места включения установок продольной емкостной компенсации:

1 — ЛЭП, 2 — контактная сеть, 3 — рельсы, 4 — электровоз,
 X_c — емкостное сопротивление установки ПДЕК в питающей линии,
 X_{cp} — емкостное сопротивление установки ПДЕК в отсасывающей линии

Рассмотрим работу установки продольной емкостной компенсации (ПДЕК) для простейшей однофазной цепи, которая имеет место, если питание тяговой нагрузки осуществляется от установленного на тяговой подстанции однофазного трансформатора. Схема замещения для этого случая приведена на рис. 9.8, а.

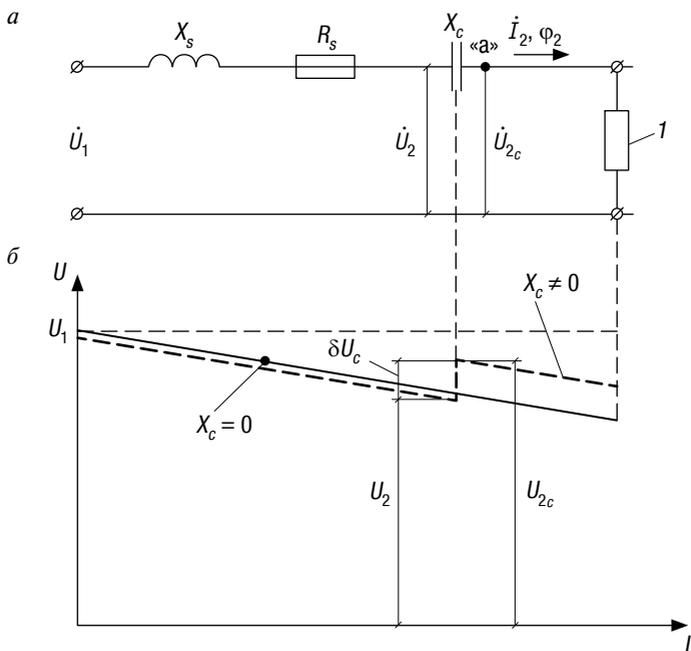


Рис. 9.8. Продольная емкостная компенсация:

a — схема замещения, *б* — потенциальная диаграмма, *1* — тяговая нагрузка, \dot{U}_1 — напряжение источника питания, \dot{U}_2 — напряжение в точке предполагаемого включения установки ПДЕК, \dot{U}_{2c} — напряжение в месте предполагаемого размещения установки ПДЕК при ее включении (после установки), \dot{I}_2 — ток тяговой нагрузки, R_s и X_s — активное и индуктивное сопротивление питающей цепи от источника питания до места включения установки ПДЕК, X_c — емкостное сопротивление установки ПДЕК, φ_2 — угол сдвига между напряжением \dot{U}_2 и током \dot{I}_2 при отсутствии установки ПДЕК ($X_c = 0$) и напряжением \dot{U}_{2c} и током \dot{I}_2 при ее включении ($X_c \neq 0$)

Потенциальная диаграмма напряжения (диаграмма распределения напряжения по длине схемы) для рассматриваемой схемы замещения представлена на рис. 9.8, б. Она позволяет судить о том, как изменяется уровень напряжения по длине схемы замещения при отсутствии установки ПДЕК ($X_c = 0$) и при ее включении ($X_c \neq 0$). При отсутствии продольной емкостной компенсации напряжение по мере удаления от источника питания линейно уменьшается, достигая в конце схемы замещения (на нагрузке) низкого значения, а в предполагаемой точке размещения установки ПДЕК «а» оно равно U_2 , (см. рис. 9.8, б). При включении установки ПДЕК на участке от источника питания до места ее размещения

вектор тока \dot{I}_2 на угол φ_2 . Среднее значение данного угла составляет 37° (см. 2.1). Построив векторы падения напряжения на активном сопротивлении R_s ($\dot{I}_2 R_s$), параллельно вектору тока \dot{I}_2 , и индуктивном сопротивлении jX_s ($j\dot{I}_2 X_s$), с опережением вектора тока на 90° , (см. рис. 9.9), определим положение вектора напряжения источника питания \dot{U}_1 . Беря проекцию данного вектора на продолжение вектора \dot{U}_2 , найдем потерю напряжения до точки предполагаемого включения установки продольной емкостной компенсации ΔU . Полученный угол φ_1 позволяет судить о величине коэффициента мощности в системе (см. рис. 9.9).

Построение векторной диаграммы при включенной ПДЕК выполним пунктирными линиями, начиная с построения вектора напряжения \dot{U}_{2c} , модуль которого больше модуля вектора напряжения \dot{U}_2 (см. рис. 9.8, б). Его положение относительно вектора тока нагрузки \dot{I}_2 определяется углом φ_2 (см. рис. 9.8). Для оценки нового положения вектора напряжения построим вектор падения напряжения на конденсаторе $\dot{I}_2 (-jX_c)$, который на 90° отстает от вектора тока \dot{I}_2 . Прибавляя его к вектору \dot{U}_{2c} и проводя дугу радиусом U_2 из начальной точки построения, найдем точку, определяющую конец вектора напряжения \dot{U}_2 при его новом положении. Суммируя его с векторами падения напряжения $\dot{I}_2 R_s$ и $j\dot{I}_2 X_s$, получим новое положение вектора напряжения источника питания. Его конец лежит на одной дуге с концом этого вектора при отсутствии установки ПДЕК, если ее провести радиусом U_1 из начальной точки построения. Определим потерю напряжения в точке «а» при включенной установке ПДЕК. Для этого возьмем проекцию вектора напряжения \dot{U}_1 в его новом положении на продолжение вектора \dot{U}_{2c} . Полученное значение потери напряжения $\Delta U'$ значительно меньше потери напряжения до точки «а» при отсутствии компенсации ΔU (см. рис. 9.9). Угол φ'_1 определяет коэффициент мощности в системе при применении установки ПДЕК. Он получился несколько меньше, чем угол φ_1 , т.е. ПДЕК, помимо повышения напряжения (ее основное назначение), несколько увеличивает и коэффициент мощности в системе.

Выразим $\Delta U'$ через потерю напряжения ΔU . Из векторной диаграммы следует

$$\Delta U' = \Delta U - I_2 X_c \sin \varphi_2. \quad (9.11)$$

Второе слагаемое в выражении (9.11) — добавка по напряжению, обусловленная установкой ПДЕК, δU_c (см. рис. 9.8, б).

С учетом формулы (3.36) перепишем выражение (9.11) в следующем виде:

$$\Delta U' = I_2 R_s \cos \varphi_2 + I_2 X_s \sin \varphi_2 - I_2 X_c \sin \varphi_2. \quad (9.12)$$

После несложных преобразований окончательно получаем

$$\Delta U' = I_2 [R_s \cos \varphi_2 + (X_s - X_c) \sin \varphi_2]. \quad (9.13)$$

Выражение в круглых скобках в формуле (9.13) отражает саму идею продольной емкостной компенсации — уменьшение влияния индуктивной составляющей сопротивления питающей цепи на потери напряжения до нагрузки за счет последовательного включения с ней емкостного сопротивления.

При оценке влияния установки ПДЕК на уровень напряжения на нагрузках исходят из того, что повышение напряжения, которое она обуславливает, определяется величиной тока, протекающего по ней, и имеет место на всем протяжении участка цепи, расположенного за ней.

Установка ПДЕК обычно включается на плечо питания тяговой подстанции, на которое подается напряжение «отстающей» фазы, так как для данного плеча питания потеря напряжения, как правило, больше. По ней протекает ток только данного плеча, поэтому установка ПДЕК влияет на уровень напряжения только этого плеча. Ее сопротивление X_c (см. рис. 9.7) должно быть таким, чтобы напряжение на токоприемнике всех электровазов, находящихся на межподстанционной зоне, было не менее 21 кВ и не более 29 кВ, рис. 9.10.

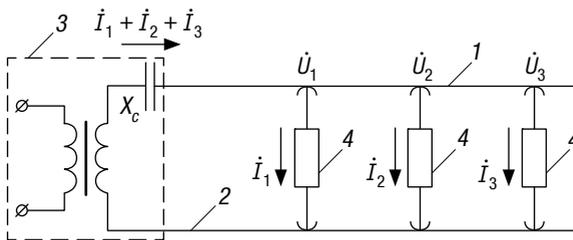


Рис. 9.10. Схема, поясняющая выбор сопротивления установки продольной емкостной компенсации:

1 — контактная цепь, 2 — рельсы,
3 — тяговая подстанция, 4 — электроваз

Применительно к рис. 9.10, на котором приведена одна фаза трехфазного трансформатора подстанции и три электровоза с токами I_1 , I_2 и I_3 , это означает, что X_c по величине должно быть таким, чтобы выполнялись условия: $U_1 \leq 29$ кВ и $U_3 \geq 21$ кВ. Если не удастся удовлетворить оба условия, определяющим является максимально допустимый уровень напряжения. Для определения сопротивления X_c может быть использовано второе слагаемое правой части выражения (9.11).

Неоспоримым преимуществом продольной емкостной компенсации как способа регулирования напряжения является автоматичность и безынерционность действия по компенсации индуктивной составляющей потери напряжения. Под этим понимают, что с увеличением тока нагрузки плеча питания подстанции, когда напряжение на плече резко падает, добавка по напряжению за счет установки ПДЕК значительно возрастает. При уменьшении тока плеча питания картина обратная; все происходит практически мгновенно. Это качество особо ценно в условиях резких и случайных изменений, что свойственно тяговой нагрузке [5].

Но продольной емкостной компенсации присущи и свои недостатки. В частности, так как напряжение на установках ПДЕК растет с увеличением протекающего по ним тока, при коротких замыканиях в тяговой сети оно может достигать значений, опасных для конденсаторов установки, тем более что применение продольной емкостной компенсации ведет к увеличению токов короткого замыкания. Кроме того, значительное уменьшение сопротивления тяговой сети между подстанциями (емкость и индуктивность включены последовательно) при двустороннем питании контактной сети приводит к увеличению уравнивающего тока, что может сделать параллельную работу подстанций на тяговую сеть нецелесообразной.

Включение установки ПДЕК на плечо питания подстанции с «отстающей» фазой влияет на несимметрию напряжений на шинах 27,5 кВ тяговых подстанций, от которых питается система ДПР. При размещении установки ПДЕК между выводом трансформатора и РУ-27,5 одновременно повышается напряжение «отстающей» фазы и наименее загруженной (свободной) фазы, хотя напряжение на ней и так достаточно высокое. В результате несимметрия напряжений на шинах 27,5 кВ увеличивается. При включении установки ПДЕК после шин 27,5 она для потребителей системы ДПР остается прежней, как и до компенсации.

Применение установки ПДЕК может привести к возникновению субгармонических колебаний тока с частотой $1/3$ и $1/5$ от частоты основной гармоники. Субгармонические колебания возникают в контуре, имеющем последовательно соединенные емкость и нелинейную индуктивность. В качестве последней выступает ненагруженный трансформатор электровоза. Необходимым условием возникновения субгармоник является переходный процесс, в результате которого происходит насыщение сердечника трансформатора электровоза. Такие переходные процессы возникают при включении выключателя на фидере тяговой подстанции или поста секционирования и холостом ходе трансформатора электровоза или его малой нагрузке, при постановке электровоза под напряжение, при малой нагрузке одного электровоза и отключении другого электровоза [17]. Субгармонические колебания тока могут в 2–3 раза и более превышать номинальный ток трансформатора электровоза, что недопустимо с точки зрения электродинамических воздействий на его обмотки. Субгармоника с частотой $16^{2/3}$ Гц близка к частоте 25 Гц, на которой работает часть рельсовых цепей СЦБ. Длительная субгармоника (более 0,8 с) может в ряде случаев на короткое время (5–10 с) изменить показание светофора [6]. Для гашения субгармонических колебаний тока, в случае их возникновения, параллельно устройству продольной компенсации включается активное сопротивление в 10–20 раз больше емкостного сопротивления установки компенсации. Возможно применение и релейной защиты от субгармонических колебаний [6].

Установка продольной емкостной компенсации, включенная в отсасывающую линию тяговой подстанции, работает в условиях, несколько отличных от условий ее работы при включении в питающую линию подстанции. Основным отличием является то, что по ней протекает ток не одного плеча питания подстанции, а обоих. Это означает, что она будет влиять на потери напряжения, а соответственно и его уровень на обоих плечах питания тяговой подстанции. Рассмотрим тяговую подстанцию с трехфазным трансформатором, схема присоединения которой к ЛЭП и тяговой сети приведена на рис. 2.1.

Включение установки ПДЕК в отсасывающую линию тяговой подстанции по сравнению с ее включением в питающую линию подстанции имеет ряд существенных преимуществ (рис. 9.11):

- по установке протекает ток обоих плеч питания подстанции, обеспечивая повышение напряжения на них;

Глава 10

ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

10.1. Основные параметры системы электроснабжения и требования, предъявляемые к ним

Главное назначение всех расчетов системы электроснабжения сводится к установлению таких параметров ее тяговой части, которые обеспечивали бы надежные и экономичные условия работы электрифицированной железной дороги. Бесперебойная эксплуатация данной железной дороги должна быть обеспечена при всех возможных режимах движения.

К основным параметрам системы электроснабжения относятся:

1. Расстояние между тяговыми подстанциями, определяющее число подстанций на электрифицированном участке.
2. Трансформаторная и выпрямительная мощности подстанций.
3. Сечение проводов контактной подвески.

Система тягового электроснабжения должна обеспечивать питание тяговых нагрузок как электроприемников первой категории от двух независимых источников и предусматривать, как правило, двустороннее питание контактной сети [2].

Устройства тягового электроснабжения должны обеспечивать пропускную и провозную способность участка в соответствии

с заданными для месяца максимальных перевозок размерами грузового и пассажирского движения (включая и пригородное) с учетом времени на технологические перерывы для ремонта и восстановления сооружений и устройств.

Параметры системы электроснабжения участка должны быть выбраны таким образом, чтобы [17]:

1. При ее нормальном режиме работы имелась необходимая мощность для обеспечения всех возможных вариантов графика движения поездов на участке при заданных размерах движения, которые имеют место при эксплуатации.

2. Обеспечивалось необходимое качество энергии на токоприемнике электроподвижного состава и зажимах нетяговых потребителей, питающихся от тяговых подстанций, и отсутствие недопустимого нагрева проводов контактной сети.

3. Имелся достаточный резерв, позволяющий при выходе из строя отдельных элементов системы электроснабжения обеспечивать работу участка при заданных размерах движения, а при вынужденном режиме работы тяговой части системы электроснабжения заданные для этого случая размеры движения.

4. При выполнении вышеперечисленных требований обеспечивалась наибольшая эффективность капитальных вложений как в денежном, так и в материальном выражениях.

Различают нормальный и вынужденный режимы работы тяговой части системы электроснабжения [2].

Нормальный режим работы — это режим, при котором в работе находятся все тяговые подстанции участка при принятом режиме работы оборудования на них и заданной схеме питания контактной сети; в нормальном режиме система электроснабжения работает с наиболее высокими технико-экономическими показателями (см. раздел 8).

Вынужденный режим работы — рабочий режим, при котором временно (в том числе внезапно) отключены какие-либо элементы системы электроснабжения: одна или несколько питающих тяговые подстанции линии электропередачи, тяговая подстанция, линейные устройства, отдельные участки тяговой сети; в вынужденном режиме возможно временное ограничение размеров движения, изменение основных показателей, характеризующих работу тяговой части системы электроснабжения (электрических нагрузок, потерь напряжения и мощности и т.д.), превышение соответствующих значений для нормального режима, но не выходящих за предельно допускаемые.

Значения допустимых коэффициентов использования пропускной способности по устройствам электроснабжения для компенсации внутрисуточных колебаний размеров движения принимаются равными 0,85 и 0,91 соответственно для однопутных и двухпутных железнодорожных линий [2].

В проектах и на действующих электрифицированных участках для вынужденных режимов определяется пропускная способность железнодорожной линии по устройствам тягового электроснабжения с учетом использования резервного оборудования, в случае необходимости вводится соответствующее ограничение на пропуск поездов, например увеличение межпоездного интервала.

Основные параметры системы тягового электроснабжения следует устанавливать по результатам технико-экономических расчетов с учетом возможности их изменения по мере изменения размеров перевозок. Так, сечение проводов контактной подвески, количество агрегатов основного оборудования тяговых подстанций следует выбирать из условий эксплуатации без переустройства на расчетный срок пять лет [2].

Коэффициенты полезного действия системы тягового электроснабжения в нормальном режиме работы не должны быть меньше 0,96–0,97 при электрификации железной дороги на переменном токе и 0,90–0,92 для системы постоянного тока [2]. Главную трудность при расчете параметров системы электроснабжения создают резкие случайные изменения тяговых нагрузок, исключающие возможность использования методов расчета, применяемых в системах со стационарными нагрузками. Это особенно сильно проявляется при выборе трансформаторной мощности тяговых подстанций.

Основными исходными данными для расчета параметров и показателей работы системы электроснабжения являются:

- тяговые расчеты для поездов различных категорий и профиль электрифицируемого участка;
- расположение станций и населенных пунктов на участке;
- перспективные размеры движения;
- минимальный межпоездной интервал;
- трансформаторная мощность для питания от подстанций нетяговой нагрузки;
- мощность короткого замыкания на шинах ввода тяговых подстанций;
- схема соединения контактных подвесок соседних путей;
- стоимость 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии.

10.2. Расчетные режимы для определения параметров и показателей работы системы электроснабжения

При проектировании электрификации железных дорог в целом и отдельных объектов электроснабжения руководствуются [1, 2].

При расчете трансформаторной мощности тяговых подстанций за основу принимаются суточные среднегодовые размеры движения в месяц интенсивной работы на пятый год эксплуатации. Выпрямительная мощность тяговых подстанций оценивается исходя из режима движения, соответствующего полному использованию пропускной способности участка. Если пропускная способность участка ограничивается системой сигнализации, то при автоблокировке на двухпутном участке она равна

$$N_0 = \frac{1440}{\Theta},$$

где Θ — минимальный межпоездной интервал, мин.

Определение экономического сечения контактной сети производят при нормальной схеме питания контактной сети для среднесуточных размеров движения за год на пятый год эксплуатации, которые равны

$$N' = \frac{N}{k_n},$$

где N — среднесуточные размеры движения в месяц интенсивной работы на пятый год эксплуатации;

k_n — коэффициент годовой неравномерности перевозок, равный 1,1...1,15.

Проверка проводов контактной сети на нагревание и оценка уровня напряжения на токоприемнике электровоза выполняются для режима полного использования пропускной способности участка [2].

10.3. Расчет расхода электроэнергии на движение поезда по межподстанционным зонам и его разнесенных значений между тяговыми подстанциями

Значение расхода электроэнергии на движение одного поезда по межподстанционной зоне А и разнесенных значений его по смежным тяговым подстанциям А' и А'' необходимо для расчета параметров системы электроснабжения и показателей ее работы. При схеме одностороннего питания вся электроэнергия, потребляемая поездом, поступает от одной тяговой подстанции. Поэтому для данной схемы значения А и А' (или А'') одинаковы. При схеме двустороннего питания контактной сети электроэнергия, потребляемая поездом на каждом элементе движения под током, распределяется между тяговыми подстанциями, при одном и том же сечении контактной подвески по всей длине межподстанционной зоны, обратно пропорционально расстояниям от середины данного элемента до тяговых подстанций. Для выполнения расчетов кривые поездного тока и время для обоих направлений движения должны быть построены в функции расстояния для рассматриваемой части участка. Для участков переменного тока указаны значения приведенного выпрямленного тока электровоза. Раздел кривой поездного тока между тяговыми подстанциями необходимо произвести, используя известный способ пропорционального деления отрезка [23]. При этом рекомендуется за основу взять ось расчетной тяговой подстанции.

При нахождении расхода электроэнергии, отнесенного к фидеру расчетной тяговой подстанции (А' или А''), вместо I_i подставляется среднее значение тока поезда на i -м элементе пути, взятое по части кривой поездного тока, отнесенной к расчетной подстанции которая получается в результате раздела кривой поездного тока между смежными подстанциями. Расчеты по определению А, А', А'' выполняются для каждого направления движения.

После выполнения всех расчетов полученные результаты для каждого пути рекомендуется представить в виде расчетной схемы с изображением всех подстанций рассматриваемого участка и указанием для каждой межподстанционной зоны для обоих путей всех значений расходов электроэнергии на тягу поезда, полного времени его хода и времени хода под током (рис. 10.1). Такая расчетная схема облегчает выполнение последующих разделов проекта электрификации.

На приведенной расчетной схеме:

A_1, A_2, A_3, A_4 — полные расходы электроэнергии на движение одного поезда между тяговыми подстанциями по каждому пути рассматриваемых фидерных зон;

A'_1 — часть расхода электроэнергии на движение одного поезда по нечетному пути между тяговыми подстанциями А и Б, приходящаяся на тяговую подстанцию А;

A''_1 — часть расхода электроэнергии на движение одного поезда по нечетному пути между тяговыми подстанциями А и Б, приходящаяся на тяговую подстанцию Б;

t_1 — полное время хода поезда по нечетному пути между тяговыми подстанциями А и Б;

t_{1m} — время хода поезда под током по нечетному пути между тяговыми подстанциями А и Б.

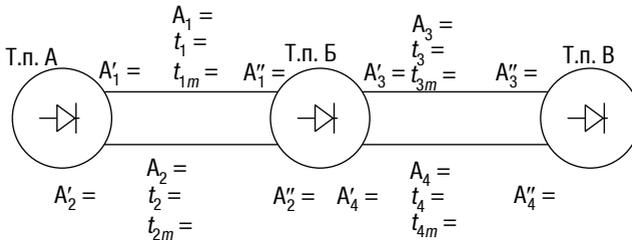


Рис. 10.1. Расчетная схема

Все времена хода берут с построенной кривой времени хода для каждого пути из тяговых расчетов.

10.4. Оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями и выбор их месторасположения

Расстояние между тяговыми подстанциями является одним из основных параметров системы тягового электроснабжения, от которого зависит подавляющее большинство показателей работы электрической железной дороги. Уменьшение расстояний между подстанциями ведет к уменьшению мощности отдельных подстанций, уменьшению потерь электроэнергии в проводах контактной сети и питающих ЛЭП, уменьшению сечений проводов и стоимости контактной сети и ЛЭП; способствует стабилизации уровня напряжения в контактной сети, повышению скоростей

движения поездов и улучшению общетранспортных показателей. Кроме того, уменьшаются фидерные токи в контактной сети и возрастают токи короткого замыкания, что облегчает защиту от токов короткого замыкания, уменьшается мешающее влияние контактной сети на линии связи и низковольтные линии, а при постоянном токе также уменьшаются блуждающие токи и их разрушающее влияние на подземные металлические сооружения и коммуникации. Уменьшение сопротивлений контактной сети увеличивает влияние внешних характеристик тяговых подстанций на распределение между ними тяговых нагрузок и нивелирует их, разгружая перегруженные и догружая малозагруженные подстанции [15].

Более частое размещение тяговых подстанций улучшает условия и удешевляет питание от них нетяговых (районных) потребителей.

С другой стороны, более частое размещение тяговых подстанций вызывает увеличение расходов по сооружению подстанций, по питающим ЛЭП или по вводам и отпайкам от питающих ЛЭП, по питающим и отсасывающим фидерам контактной сети, увеличивает коэффициент эффективности нагрузки отдельных элементов системы. Условия резервирования, если не пересматривать их в зависимости от количества преобразователей, потребуют при более частом размещении подстанции увеличения резервной мощности, что ухудшает использование оборудования.

Наконец, увеличение числа подстанций увеличивает расходы на содержание и обслуживание их, на автоматику и телеуправление, на сооружение устройств водоснабжения, подъездных путей, жилых домов и др.

Оптимальные экономически и технически оправданные расстояния между тяговыми подстанциями дают возможность рационально использовать оборудование, обеспечить минимум приведенных расходов, экономически оправданный минимум потерь электроэнергии и расход дефицитных материалов в системе тягового, районного и внешнего электроснабжения (рис. 10.2)

Приведенные ежегодные эксплуатационные расходы $\Theta_{\text{пр}}$ определяются по следующему выражению:

$$\Theta_{\text{пр}} = \frac{K}{T_{\text{н}}} + \Theta,$$

где K и Θ — соответственно капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы;

$T_{\text{н}}$ — нормативный срок окупаемости капитальных затрат.

Кривая $\Sigma\mathcal{E}_{\text{пр}}$ имеет явно выраженный минимум, который соответствует оптимальному расстоянию между подстанциями (см. рис. 10.2).

В общем случае увеличение расстояний между тяговыми подстанциями приводит к уменьшению капиталовложений, но увеличиваются эксплуатационные расходы.

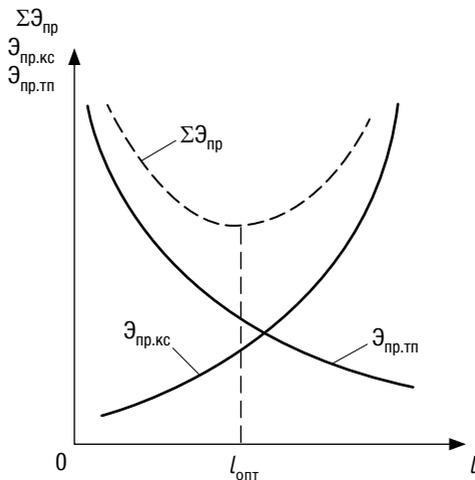


Рис. 10.2. Кривые приведенных ежегодных эксплуатационных расходов на сооружение контактной сети $\mathcal{E}_{\text{пр.к.с}}$, подстанций $\mathcal{E}_{\text{пр.тп}}$, кривая суммарных расходов $\Sigma\mathcal{E}_{\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{пр.к.с}} + \mathcal{E}_{\text{пр.тп}}$ в зависимости от расстояния между подстанциями

На размещение тяговых подстанций оказывает влияние и внедрение новой техники. Новое экономичное оборудование, новые рациональные схемы электроснабжения, внедрение автоматики и телеуправления, упразднение обслуживающего персонала на подстанциях, а также индустриализация, унификация и техническое совершенствование строительно-монтажных работ снижают стоимость подстанций и оправдывают их сближение.

Следует учитывать, что есть другие элементы новой техники, которые, напротив, способствуют увеличению расстояний между тяговыми подстанциями. К ним относится автоматическое регулирование напряжения, компенсация реактивной мощности, рекуперация электроэнергии и др. Поэтому выбор оптимального

расстояния между тяговыми подстанциями должен быть технико-экономически обоснован [15].

На размещение тяговых подстанций влияет конфигурация и напряжение питающих линий электропередачи.

Если эти ЛЭП сооружаются одновременно с электрификацией железной дороги и проходят вдоль нее на небольшом расстоянии, то влияние их на размещение тяговых подстанций несущественно. Если же в системах с развитыми сетями тяговые подстанции присоединяются в разных пунктах, то стоимость присоединений по разным вариантам различная. В системах с питающим напряжением 220 кв эти различия особенно заметны. В таких случаях более оправдано редкое размещение подстанций.

В проектной практике принята следующая методика выбора наиболее рационального размещения тяговых подстанций. Предварительно определяют оптимальное расстояние между подстанциями $l_{\text{опт}}$ по кривым, приведенным в [15], в зависимости от удельного электропотребления на 1 км эксплуатационной длины электрифицированного участка $p_{\text{ср}}$.

Величина $p_{\text{ср}}$ определяется выражением

$$p_{\text{ср}} = \frac{K_3 K_d K_{\text{TC}} K_{\text{м.э}}}{24 K_H L} \sum_{p=1}^v A_s N_s, \quad (10.1)$$

где A_s — расход электроэнергии на движение поезда типа s по рассматриваемому участку;

N_s — суточные размеры движения поездов типа s на пятый год эксплуатации в месяц интенсивной работы;

v — суммарное число типов поездов, обращающихся на электрифицируемом участке;

L — длина рассматриваемого участка;

K_3 — коэффициент, учитывающий увеличение потребления электроэнергии на тягу поездов в зимнее время, можно принять равным 1,08 [15];

K_{TC} — коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в тяговой сети (для системы постоянного тока равен 1,07, для переменного тока — 1,03) [15];

K_d — коэффициент, учитывающий потребление электроэнергии на собственные нужды электровозов (для системы постоянного тока 1,02, переменного — 1,03) [15];

$K_{\text{м.э}}$ — коэффициент мощности электровоза (для системы постоянного тока равен 1, переменного — 0,80) [15];

κ_n — коэффициент годовой неравномерности перевозок, равный 1,1–1,15.

Расход электроэнергии A_s определяется по формуле

$$A_s = \kappa_T \sum_{i=1}^{M_s} I_i \Delta t_i, \quad (10.2)$$

где M_s — число попарных значений тока и времени его потребления, исходя из тяговых расчетов, по элементам пути, где ток изменяется линейно, для поезда типа «s»;

I_i — среднее значение тока на i -м элементе профиля пути;

Δt_i — время хода поезда по i -му элементу пути, мин;

κ_T — расчетный коэффициент для определения расхода электроэнергии на тягу поездов (для системы постоянного тока

$\kappa_T = \frac{3}{60} = 0,05$, переменного — $\kappa_T = \frac{25}{60} = 0,41$, где 3, 25 — номи-

нальный уровень напряжения в контактной сети постоянного и переменного тока; 60 — число минут в одном часе).

Кривые, приведенные в [15], могут быть аппроксимированы следующим выражением для определения оптимального расстояния между тяговыми подстанциями $l_{\text{опт}}$

$$l_{\text{опт}} = ap_{\text{ср}}^b, \quad (10.3)$$

где «a» и «b» — постоянные аппроксимирующего выражения (для системы постоянного тока 108 и 0,36, переменного 436 и 0,43).

Установив оптимальное расстояние, следует привязать тяговые подстанции к местным условиям для двух-трех вариантов их расположения. Выбор месторасположения тяговых подстанций осуществляется с учетом целого ряда факторов: расположения раздельных пунктов (станций) на участке (обязательное расположение на крупных станциях), профиля участка, конфигурации линии внешнего электроснабжения, величины и расположения нетяговой нагрузки, обеспечения жилищно-бытовых условий для обслуживающего персонала. Необходимо учитывать, что подстанции, как правило, в силу ряда причин (в том числе и в соответствии с требованиями гражданской обороны к системе электроснабжения электрифицированных железных дорог) располагаются относительно оси станций (пассажирского здания) со сдвигом, в отдельных случаях до 1–2 км.

10.5. Определение мощности тяговой подстанции. Выбор силового оборудования

Все методики определения трансформаторной мощности, необходимой для питания промышленных потребителей, в той или иной степени базируются на использовании диаграммы нагрузочной способности трансформаторов, предложенной Л. М. Шницером [22]. Существующие графики нагрузочной способности для выбора трансформаторной мощности могут быть использованы в том случае, если потребитель имеет устойчивый суточный график нагрузки. Тяговая нагрузка подстанции по своему характеру случайна, суточный график нагрузки подстанции не имеет устойчивую конфигурацию, тяговой нагрузке подстанции присущ резко неравномерный характер. Кроме того, в течение года в отдельные сутки весенне-летнего периода тяговые подстанции имеют специфический характер изменения нагрузки, обусловленный принятой схемой организации движения поездов, определяемой условиями эксплуатации других элементов железной дороги. В силу всех указанных причин методы расчета трансформаторной мощности для питания потребителей с устойчивой конфигурацией суточного графика нагрузки для тяговой подстанции, естественно, использоваться не могут.

При работе трансформатора в нем имеют место потери мощности в обмотках и магнитопроводе, превращающиеся в тепло. В результате происходит нагрев отдельных элементов трансформатора, среди которых основными являются обмотка, масло и магнитопровод. Нагрев трансформатора по высоте происходит неодинаково. Из-за циркуляции нагретых слоев масла снизу вверх температура верхних слоев масла высокая, а наиболее нагретая точка обмотки находится в ее верхней части.

Учитывая резко нелинейный характер изменения скорости износа изоляции обмотки трансформатора от температуры и зависимость температуры от квадрата тока, однозначно можно утверждать, что при определении трансформаторной мощности подстанции обязательно должны быть учтены такие режимы ее работы, когда нагрузка подстанции достаточно велика и продолжительна по времени. Очень тяжелым режимом работы тяговой подстанции с точки зрения величины нагрузки и ее длительности является режим работы после длительных «окон» (перерывов в движении поездов), предоставляемых в весенне-летний период для выполнения капитального ремонта пути [6]. Длительный перерыв

в движении поездов приводит к тому, что на близрасположенных станциях, примыкающих к ремонтируемому перегону, скапливается достаточно большое число поездов. После окончания «окна» для восстановления нормального графика движения поездов, скопившиеся в течение определенного периода времени поезда пропускают с минимально возможным межпоездным интервалом. Данный период называют периодом сгущения поездов или периодом восстановления поездной обстановки. В этот период, продолжительность которого составляет несколько часов, нагрузка тяговой подстанции резко возрастает, что приводит к значительному повышению температуры наиболее нагретой точки обмотки и верхних слоев масла трансформатора и резкому увеличению интенсивности старения изоляции обмотки. Именно исходя из этих соображений и были выполнены разработки, приведенные в [17]. В данной работе определение трансформаторной мощности предлагается вести на основе условного расчетного графика нагрузки, возникающего ежесуточно после четырехчасового перерыва в движении поездов по обоим путям. Все остальное время суток нагрузка принимается равномерной, тем самым в какой-то степени снимается запас мощности, создаваемый за счет ежесуточного условного расчетного графика нагрузки.

Исходя из вышесказанного необходимая трансформаторная мощность для питания тяговой и районной (нетяговой) нагрузки может быть определена [23]

$$S = (S_T + S_p)k_p, \text{ кВА}, \quad (10.4)$$

где S_T — потребная трансформаторная мощность для питания тяговой нагрузки, кВА;

S_p — необходимая трансформаторная мощность для питания районной (нетяговой) нагрузки, кВА;

k_p — коэффициент, учитывающий несовпадение максимумов тяговой и районной нагрузок, может быть принят равным 0,93.

При системе постоянного тока значение S_T определяют по формуле [23]

$$S_T = \frac{(P' + P'')k_m k_3}{\cos \varphi}, \text{ кВА}, \quad (10.5)$$

где P' и P'' — среднесуточные нагрузки плеч питания подстанции в месяц интенсивной работы на пятый год эксплуатации;

k_M — коэффициент, учитывающий влияние внутрисуточной неравномерности движения на износ изоляции обмоток трансформатора;

k_3 — коэффициент эффективности тяговой нагрузки подстанции;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности подстанции, может быть принят равным 0,92...0,97 (в зависимости от применяемой схемы выпрямления).

Значение коэффициента k_M может быть определено по кривым рис. 1–11, приведенным в [15], либо по формуле

$$k_M = (-0,166t + 1,204) \left(\frac{P_{\text{сим}}}{P_{\text{макс}}} \right)^{-0,499t^2 + 0,768t - 0,677} \quad (10.6)$$

где $P_{\text{сим}}$ — среднесуточная нагрузка подстанции в месяц интенсивной работы пятый год эксплуатации;

$P_{\text{макс}}$ — максимальная нагрузка подстанции;

t — время хода поезда по подстанционной зоне (определяется как среднее для четного и нечетного направлений), час.

При однотипных поездах на участке отношение $\frac{P_{\text{сим}}}{P_{\text{макс}}}$ может

быть заменено отношением N/N_0 . Значение N определяют как среднее для четного и нечетного направлений.

Коэффициент эффективности тяговой нагрузки подстанции k_3 при отсутствии рекуперации находят по формуле [5]

$$k_3 = \sqrt{\frac{c_1 T}{\sum_{i=1}^v N_i t_{mi}} + 1 - \frac{c_2 N \Theta_{\min}}{\sum_{i=1}^v N_i t_i}}, \quad (10.7)$$

где N_i — суточное число поездов i -го типа, проходящих по участку в четном или нечетном направлении;

t_{mi} — время хода под током по подстанционной зоне рассматриваемой подстанции поезда i -го типа; час;

t_i — полное время хода по подстанционной зоне рассматриваемой подстанции поезда i -го типа; час;

T — суточный период;

N — суточное число поездов всех типов в одном из направлений движения (если для четного и нечетного различно, то берется среднее);

Θ_{\min} — минимальный межпоездной интервал;

ν — число типов поездов в четном и нечетном направлении;

c_1 и c_2 — коэффициенты, значения которых определяются схемой питания контактной сети (при двустороннем питании $c_1 = 1,4$, а $c_2 = 1,33$; при одностороннем питании соответственно 1,1 и 1,0). Если одна из фидерных зон, питаемых рассматриваемой тяговой подстанцией, имеет одностороннее питание, то значения коэффициентов c_1 и c_2 приблизительно могут быть приняты равными: $c_1 = (1,4 + 1,1)/2$ и $c_2 = (1,33 + 1,0)/2$.

Когда в каждом направлении движения обращаются однотипные поезда, коэффициент тяговой нагрузки подстанции с учетом обозначений величин на расчетной схеме (см. рис. 10.1) может быть рассчитан по формуле

$$k_3 = \sqrt{\frac{c_1 T}{N_{\text{чет}}(t_{2m} + t_{4m}) + N_{\text{нечет}}(t_{1m} + t_{3m})} + 1 - \frac{c_2 N \cdot \Theta_{\min}}{N_{\text{чет}}(t_2 + t_4) + N_{\text{нечет}}(t_1 + t_3)}}. \quad (10.8)$$

Среднесуточная потребляемая мощность для плеча питания тяговой подстанции при однотипных поездах в обоих направлениях равна

$$P^{(n)} = \frac{k_3 k_d k_{\text{т.с}}}{24} (A'_{\text{чет}}{}^{(n)} N_{\text{чет}} + A'_{\text{неч}}{}^{(n)} N_{\text{неч}}), \text{ кВт}, \quad (10.9)$$

где $A'{}^{(n)}$ — расход электроэнергии на движение одного поезда, отнесенный к соответствующему плечу питания подстанции, кВт · ч (см. рис. 10.1);

N — суточные размеры движения поездов на пятый год эксплуатации в месяц интенсивной работы в четном или нечетном направлении;

k_3 — коэффициент увеличения потребления электроэнергии на тягу поездов в зимнее время (может быть принят равным 1,08);

k_d — коэффициент, учитывающий потребление электроэнергии на собственные нужды электровозов (для системы постоянного тока 1,02; переменного — 1,03);

$k_{\text{т.с}}$ — коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в тяговой сети (для системы постоянного тока 1,07; переменного — 1,03).

Исходя из расчетного режима для оценки выпрямительной мощности подстанций постоянного тока $P_{\text{выпр}}$ она может быть найдена как

$$P_{\text{выпр}} = P'_{\text{выпр}} + P''_{\text{выпр}}, \text{ кВт}, \quad (10.10)$$

$$P'_{\text{выпр}} = \frac{k_3 k_d k_{\text{т.с}}}{24} (A'_{\text{чет}} + A'_{\text{неч}}) \cdot N_0, \text{ кВт}, \quad (10.11)$$

где $A'^{(n)}$ — расход электроэнергии на движение одного поезда основного типа, отнесенный к соответствующему плечу питания подстанции, кВт·ч;

N_0 — пропускная способность участка.

При системе переменного тока величину $S_{\text{т}}$ определяют по формуле [5, 15]

$$S_{\text{т}} = (2S' + 0,65S'') k_3 k_m k_{\text{ф}} k_{\text{к}}, \text{ кВА}, \quad (10.12)$$

где S' и S'' — среднесуточная потребляемая мощность соответственно для более и менее загруженного плеча питания тяговой подстанции в месяц интенсивной работы на пятый год эксплуатации, кВА

k_m — коэффициент, учитывающий влияние внутрисуточной неравномерности движения на износ изоляции обмоток трансформатора (при этом t , см. (10.6) время хода по межподстанционной зоне; определяется как среднее для четного и нечетного направления межподстанционных зон, питаемых от рассматриваемой тяговой подстанции);

$k_{\text{ф}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки фаз трансформатора, приближенно равен 0,9;

$k_{\text{к}}$ — коэффициент, учитывающий влияние батареи поперечной компенсации, установленной на подстанции, может быть принят равным 0,914;

k_3 — коэффициент эффективности нагрузки наиболее загруженной фазы трансформатора.

Значения S' и S'' рассчитываются по ранее приведенной формуле для P' и P'' при рассмотрении системы постоянного тока.

Коэффициент эффективности нагрузки наиболее загруженной фазы трансформатора может быть определен по формуле [15]

$$k_3 = \sqrt{\frac{4(k'_3)^2 + (k''_3)^2 n^2 + 2n}{4 + n^2 + 2n}}, \quad (10.13)$$

где k'_3 — коэффициент эффективности нагрузки более загруженного плеча питания тяговой подстанции;

k''_3 — коэффициент эффективности нагрузки менее загруженного плеча питания тяговой подстанции;

$$n = \frac{S''}{S'}$$

Значения коэффициентов эффективности нагрузки k'_3 и k''_3 находят по формуле для коэффициента эффективности нагрузки тяговой подстанции постоянного тока, приведенной выше. Только данные при этом учитываются либо для левого, либо для правого плеча питания тяговой подстанции.

Зная расчетные значения трансформаторной и выпрямительной мощностей, для интересующей тяговой подстанции необходимо выбрать для нее число, тип и мощность тяговых трансформаторов для подстанций переменного тока, силовых понижающих трансформаторов и преобразовательных агрегатов (преобразовательные трансформаторы и выпрямительные агрегаты) для подстанций постоянного тока. В соответствии с [2] на подстанциях постоянного тока с двойной трансформацией устанавливают, как правило, два силовых понижающих трансформатора, которые могут быть как трехобмоточные, так и двухобмоточные, а на подстанциях переменного тока — два тяговых. В случае отключения одного из них оставшийся в работе должен обеспечить питание тяговой нагрузки при заданных размерах движения, принятой схеме организации движения поездов и нормальном режиме работы системы электроснабжения участка, а также питание нетяговых потребителей первой и второй категории.

Определение расчетного значения номинальной мощности трансформатора, на основе которого выбирается ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности силового (или тягового для подстанции переменного тока) трансформатора, зависит от принятого режима работы трансформаторов.

Если в работе постоянно находится только один трансформатор, а второй постоянно в резерве, то расчетное значение трансформаторной номинальной мощности трансформатора S'_H определяется из условия

$$S'_H \geq \frac{S}{k_{\text{пер}}},$$

где $k_{\text{пер}}$ — коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора (при температуре окружающей среды $+20$ °С для масляных трансформаторов может быть принят равным 1,25 [15]).

Если предполагается, что в работе находятся два трансформатора (постоянно или по схеме АВР), то значение S'_H определяется из условия

$$S'_H \geq \frac{S}{k_{\text{пер.ав}}},$$

где $k_{\text{пер.ав}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки (при температуре охлаждающей среды $+20^\circ\text{C}$ для масляных трансформаторов может быть принят равным 1,4 [15]).

Окончательно, выбирая по S'_H номинальную мощность трансформатора на основе стандартной шкалы мощностей трансформаторов, следует помнить о том, что при двусторонней схеме питания контактной сети трансформаторы тяговых подстанций работают на тяговую сеть параллельно.

10.6. Расчет экономического сечения контактной подвески

Сечение проводов контактной подвески влияет на следующие показатели работы системы электроснабжения:

1. Потери электроэнергии в контактной подвеске.
2. Уровень напряжения в тяговой сети.
3. Нагрев проводов контактной сети.

Для выбора сечения проводов контактной подвески применять методику, по которой выбирают сечение линий электропередачи, не представляется возможным. Непосредственно воспользоваться экономическими плотностями тока для выбора сечения проводов контактной подвески нельзя из-за иных условий ее работы. Это различие определяется тем, что ток в проводах контактной подвески неодинаков по ее длине и непрерывно изменяется. В сетях, для которых предусмотрена норма экономической плотности тока, нагрузки расположены в конце линии одного и того же сечения. Поэтому наиболее удобно перейти от расчета по току в конце линии к расчету по потерям энергии в проводах, находящихся в непосредственной зависимости от поперечного сечения и материала проводов [17]. Если обратить внимание на то, что с увеличением сечения стоимость подвески довольно равномерно растет, а экономия от уменьшения потерь энергии падает, то становится ясно, что в процессе изменения сечения подвески при некотором его значении будет достигнут оптимум, при котором ежегодные приведенные расходы будут наименьшими.

Существуют два подхода к определению экономического сечения контактной подвески — только при учете потерь энергии и при совместном учете потерь энергии и влияния сечения проводов контактной подвески на скорость движения поездов. Улучшение качества напряжения в контактной сети за счет увеличения сечения в большинстве случаев экономически нецелесообразно, так как такое улучшение можно достичь за счет применения устройств регулирования напряжения, которое будет изложено в гл. 15. Зависимости годовых приведенных расходов от сечения проводов контактной подвески приведены на рис. 10.3. Из их анализа следует, что значение $\Theta_{\text{пр}}$ для первого подхода, как и значение экономического сечения $S_{\text{ЭК}}$, существенно меньше, чем для второго.

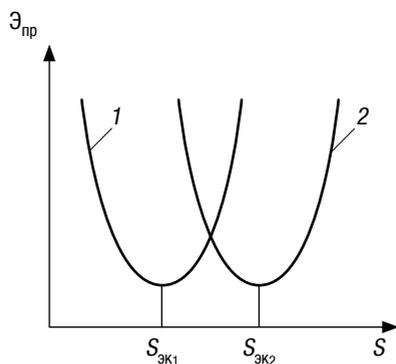


Рис. 10.3. Зависимости приведенных годовых расходов от сечения проводов контактной сети:
 1 — только при учете потерь энергии;
 2 — при учете потерь энергии и уровня напряжения в контактной сети

Поэтому будем определять экономическое сечение проводов контактной подвески без учета его влияния на скорость движения поездов.

Для межподстанционной зоны величина годовых потерь энергии в проводах контактной подвески может быть представлена следующим выражением [5]:

$$\Delta A_{\text{год}} = B_0 r_{\text{кв}} I, \quad (10.14)$$

где B_0 — удельные годовые потери энергии в проводах контактной подвески межподстанционной зоны при их сопротивлении, равном 1 Ом;

$r_{\text{кк}}$ — сопротивление 1 км контактной подвески;

l — длина межподстанционной зоны.

Удобно величину годовых потерь энергии отнести к одному километру. Тогда

$$\Delta a_{\text{год}} = \frac{\Delta A_{\text{год}}}{l} = B_0 r_{\text{кк}}. \quad (10.15)$$

Стоимость 1 км проводов контактной сети $K_{\text{кк}}$ можно представить следующим выражением:

$$K_{\text{кк}} = K_{\text{п}} + K_{\text{ус}}, \quad (10.16)$$

где $K_{\text{п}}$ — стоимость постоянной части контактной подвески, т.е. без усиливающих проводов;

$K_{\text{ус}}$ — стоимость усиливающих проводов контактной подвески.

Тогда

$$K_{\text{кк}} = K_{\text{п}} + K_{\text{а}}(S_{\text{м}} - S_{\text{п}})1,7, \quad (10.17)$$

где $K_{\text{а}}$ — увеличение стоимости контактной сети при усилении ее сечения на 1 мм² алюминиевыми усиливающими проводами;

$S_{\text{м}}$ — сечение всех проводов контактной подвески в медном эквиваленте;

$S_{\text{п}}$ — сечение постоянной части контактной подвески в медном эквиваленте;

1,7 — коэффициент, учитывающий, во сколько раз удельное сопротивление алюминия больше удельного сопротивления меди.

Ежегодные эксплуатационные расходы, отнесенные к 1 км «э», складываются из амортизационных отчислений и оплаты потерь электроэнергии в проводах контактной подвески

$$\varepsilon = \alpha_{\text{кк}} K_{\text{кк}} + K_{\text{э}} B_0 r_{\text{кк}}, \quad (10.18)$$

где $\alpha_{\text{кк}}$ — амортизационная квота от стоимости контактной сети;

$K_{\text{э}}$ — стоимость 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии по тарифам от энергоснабжающей организации.

Тогда ежегодные приведенные эксплуатационные расходы $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ — есть сумма ежегодных эксплуатационных расходов и капитальных затрат, отнесенных к одному году с использованием срока окупаемости $T_{\text{н}}$

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \alpha_{\text{кс}} K_{\text{кс}} + K_{\text{э}} B_0 r_{\text{кс}} + \frac{K_{\text{к.с.}}}{T_{\text{н}}}, \quad (10.19)$$

или

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \left(\alpha_{\text{кс}} + \frac{1}{T_{\text{н}}} \right) K_{\text{кс}} + K_{\text{э}} B_0 \frac{\rho_{\text{м}}}{S_{\text{м}}}, \quad (10.20)$$

где $\rho_{\text{м}}$ — удельное сопротивление меди.

Подставляя в (10.20) значение $K_{\text{кс}}$ из (10.17), получим

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = [K_{\text{п}} + 1,7K_{\text{а}}(S_{\text{м}} - S_{\text{п}})] \left(\alpha_{\text{кс}} + \frac{1}{T_{\text{н}}} \right) + K_{\text{э}} B_0 \frac{\rho_{\text{м}}}{S_{\text{м}}}. \quad (10.21)$$

Как видно из графиков на рис. 10.4, где $a = [K_{\text{п}} + 1,7K_{\text{а}}(S_{\text{м}} - S_{\text{п}})] \times \left(\alpha_{\text{кс}} + \frac{1}{T_{\text{н}}} \right)$ и $b = K_{\text{э}} B_0 \frac{\rho_{\text{м}}}{S_{\text{м}}}$, ежегодные приведенные эксплуатационные расходы имеют явно выраженный минимум, соответствующий экономическому сечению проводов контактной подвески.

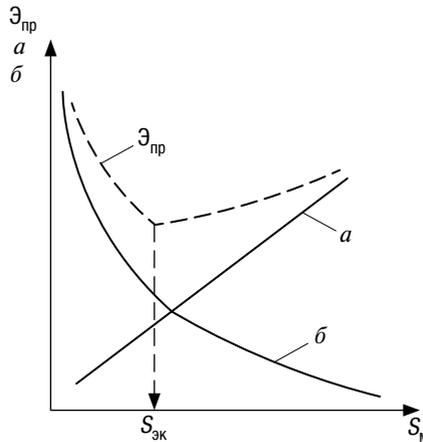


Рис. 10.4. Зависимость годовых приведенных расходов от сечения проводов контактной подвески

Если допустить, что сечение проводов может изменяться непрерывно, то оптимальная величина его, соответствующая минимуму приведенных годовых расходов, является корнем уравнения

$$\frac{d\varepsilon_{\text{пр}}}{dS_{\text{м}}} = 0.$$

Взяв первую производную по $S_{\text{м}}$ от правой части уравнения (10.21) и приравняв ее к нулю, получим

$$1,7K_{\text{а}} \left(\alpha_{\text{кс}} + \frac{1}{T_{\text{н}}} \right) - \frac{K_{\text{э}} B_0 \rho_{\text{м}}}{S_{\text{м}}^2} = 0. \quad (10.22)$$

Отсюда экономическое сечение проводов контактной подвески

$$S_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{K_{\text{э}} B_0 \rho_{\text{м}} T_{\text{н}}}{1,7K_{\text{а}} (\alpha_{\text{кс}} T_{\text{н}} + 1)}}. \quad (10.23)$$

Трудность определения $S_{\text{эк}}$ по формуле (10.23) заключается в том, что если $\alpha_{\text{кс}}$ и $T_{\text{н}}$ определены нормативными документами [2, 5], то значения $K_{\text{э}}$ и $K_{\text{а}}$ постоянно меняются в зависимости от отпускной цены снабжающих организаций. Обычно несущий трос, один или два контактных провода выбирают заранее по техническим соображениям исходя из тока трогания электровоза, массы грузового поезда и т.д. [5]. Недостающее по расчету сечение проводов контактной подвески восполняется усиливающими медными проводами марки М95 или М120.

При проектировании участков переменного тока определение экономического сечения проводится также по формуле (10.23). Формулы для определения B_0 для различных схем питания контактной сети постоянного и переменного тока приведены в [15].

10.7. Проверка контактной подвески на нагревание

Для нормальной работы контактной сети необходимо, чтобы нагрев проводов под действием протекающего по ним тока не выходил за допустимые пределы. В соответствии с действующими нормами [2] наибольшая допустимая температура проводов

контактной подвески при неблагоприятных сочетаниях нагрузок и атмосферных явлений не должна превышать для медных 100 °С и для алюминиевых 80 °С.

При чрезмерном нагревании контактные провода утрачивают свои первоначальные качества, становятся менее износостойкими и частично теряют механическую прочность. Это происходит потому, что более уплотненный поверхностный слой проводов, полученный за счет так называемого наклепа при протяжке их в холодном состоянии, разрушается под действием высокой температуры.

Точный расчет, учитывающий влияние нагрева и охлаждения проводов контактной подвески на их механическую прочность, весьма сложен, так как необходимо учитывать режим изменяющейся тяговой нагрузки, температуру окружающей среды, скорость движения воздуха, оценивать влияние температуры и времени ее действия на качество материалов. Если принять температуру окружающей среды равной 40 °С, то наибольшее допустимое превышение над ней температуры медных проводов составит 60 °С, а алюминиевых — 40 °С.

Охлаждение и нагрев разных проводов неодинаковы вследствие разной их теплоотдачи. Коэффициент теплоотдачи зависит от формы и геометрических размеров провода, состояния его поверхности и скорости ветра. Провода с окисленной и покрытой копотью поверхностью обладают значительно лучшей теплоотдачей, чем новые, имеющие блестящую поверхность. Теплоотдача с поверхности проводов, обдуваемых воздухом в открытых установках, больше, чем в закрытых при свободной конвекции воздуха. В открытых установках при неблагоприятных метеорологических условиях охлаждения на основе опытных данных скорость воздушного потока, обдувающего провод, принимают равной 1 м/с.

При тепловых расчетах контактной сети необходимо правильно выбрать реальные расчетные схемы, определяющие наиболее тяжелые режимы в отношении нагрева проводов, например пропуск «пачки» поездов с минимальным интервалом между ними. Кроме того, надо учитывать удельную проводимость медных и алюминиевых проводов, соединенных параллельно, а при переменном токе — разные ЭДС взаимной индукции, наводимые токами других проводов, влияющие на распределение нагрузки между проводами. Допустимый по условиям нагревания суммарный ток во всей подвеске получается меньшим, чем сумма допускаемых токов отдельных проводов.

Длительно допустимые по нагреву токи для проводов контактной подвески участков постоянного и переменного тока приведены в [2, 16].

Постоянная времени при нагревании проводов контактной сети такова, что по прошествии 15–20 мин температуру проводов можно считать установившейся. Поэтому в проектной практике расчетный ток для сравнения с длительно допустимым по нагреву берется как средний квадратический (эффективный) за наиболее нагруженные 1, 3 и 20 мин [2]. На двухпутных участках расчет нагревания проводов всегда производится при раздельном питании путей, т.е. для наиболее тяжелого режима [2].

Максимальный эффективный ток фидера тяговой подстанции при сравнительно равномерном потреблении тока поездами в общем случае определяется по формуле [5]:

$$I_{\text{эф}} = \frac{(A'_T - A'_P) N_o \kappa_d}{TU} \sqrt{\frac{C_1 T}{N_o (t_T + t_P)} \cdot \frac{(A'_T + A'_P)^2}{(A'_T - A'_P)^2} + 1 - \frac{C_2 T}{N_o t}}, \quad (10.24)$$

где A'_T — расход электроэнергии на движение поезда в тяговом режиме, отнесенный к рассматриваемому фидеру;

A'_P — то же в режиме рекуперации;

N_o — пропускная способность участка;

κ_d — коэффициент, учитывающий потребление электроэнергии на собственные нужды электровозов;

T — расчетный период (сутки);

U — расчетное напряжение в контактной сети;

C_1 и C_2 — коэффициенты, определяемые схемой питания контактной сети (при двустороннем питании соответственно 1,4 и 1,33 и при одностороннем — 1,1 и 1);

t_T — время хода поезда под током по рассматриваемому пути межподстанционной зоны;

t_P — то же в режиме рекуперации;

t — полное время хода поезда по межподстанционной зоне.

Зная значение $I_{\text{эф}}$, можно определить части этого тока, протекающего по контактным проводам $I_{\text{эфкп}}$, несущему тросу $I_{\text{эфнт}}$, усиливающим проводам $I_{\text{эфуп}}$, и сравнить эти токи с допустимыми токами для соответствующих проводов

$$I_{\text{эфкп}} = I_{\text{эф}} \frac{S_{\text{кп}}}{S_{\text{п}}} < [I_{\text{дкп}}];$$

$$I_{\text{эфнт}} = I_{\text{эф}} \frac{S_{\text{нт}}}{S_{\text{п}}} < [I_{\text{днт}}]; \quad (10.25)$$

$$I_{\text{эфуп}} = I_{\text{эф}} \frac{S_{\text{уп}}}{S_{\text{п}}} < [I_{\text{днт}}].$$

где $S_{\text{кп}}$, $S_{\text{нт}}$, $S_{\text{уп}}$ — сечение контактных проводов, несущего троса и усиливающих проводов в медном эквиваленте;

$S_{\text{п}}$ — сечение контактной подвески в медном эквиваленте;

$[I_{\text{дкп}}]$, $[I_{\text{днт}}]$, $[I_{\text{дуп}}]$ — соответственно допустимый ток по нагреванию для контактных проводов, несущего троса, усиливающих проводов.

При системе переменного тока формулы (10.25) дадут погрешность, так как большая часть тока будет протекать по контактному проводу, даже когда $S_{\text{кп}} = S_{\text{нт}}$, из-за электромагнитного влияния тока в рельсовой цепи (см. гл. 6).

Если проверка на нагревание проводов контактной подвески не проходит, то необходимо принимать меры для ее выполнения (10.25). Данная проблема может быть решена за счет увеличения сечения контактной подвески на зонах, прилегающих к тяговым подстанциям, или уменьшения максимального эффективного тока фидера, например за счет увеличения минимального межпоездного интервала.

Глава 11

РАСЧЕТ МГНОВЕННЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ НАГРУЗОК НА УЧАСТКАХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

11.1. Понятие мгновенной схемы расположения нагрузок и способы их получения

Особенность тяговых нагрузок заключается в непрерывном изменении их числа, величины и месторасположения на межподстанционных зонах. При расчетах в ряде случаев удобно заменить непрерывный процесс прерывистым, рассматривая отдельные моменты времени, что позволяет свести рассматриваемую задачу к расчету известных схем с неподвижными нагрузками определенной величины. Такие схемы называются мгновенными.

Мгновенные схемы в зависимости от поставленной задачи могут составляться для межподстанционной, подстанционной зоны или для участка дороги с несколькими подстанциями. Составление мгновенных схем зависит от характера электрифицированного участка, а их расчеты — от режима работы тяговых подстанций на контактную сеть (раздельная или параллельная работа), схем соединения контактных подвесок путей (раздельная, узловая или параллельная схема питания контактной сети).

Расчет мгновенных схем участков постоянного и переменного тока отличаются друг от друга.

Рассмотрим один из способов формирования мгновенной схемы для одного пути двухпутного участка при двустороннем питании контактной сети и раздельной работе контактных подвесок, рис. 11.1.

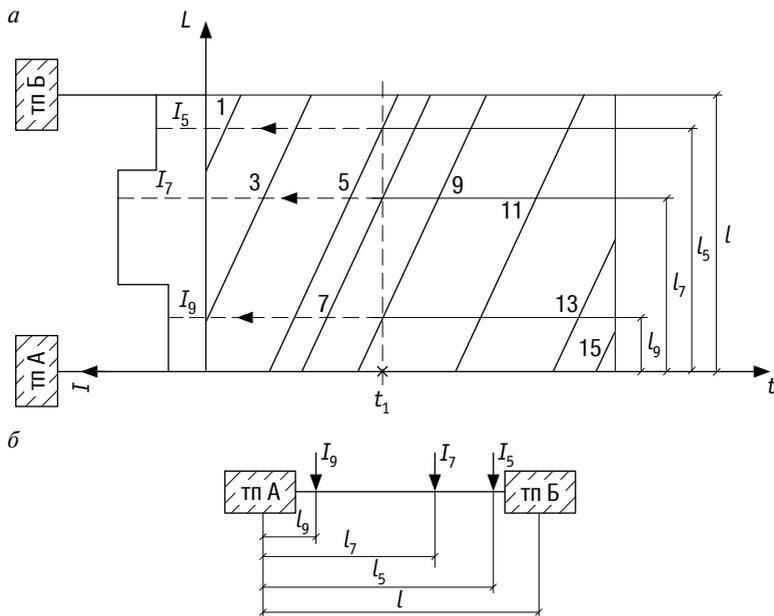


Рис. 11.1. К одному из способов получения мгновенных схем:
a — условный график движения поездов;
б — мгновенная схема расположения нагрузок для момента времени t_1

Условный график движения по одному из путей двухпутного участка, совмещенный с кривой поездного тока для данного пути $I=f(L)$, приведен на рис. 11.1, *a*. Если в пределах межподстанционной зоны типы поездов различны, то необходимо иметь кривую поездного тока для всех их типов. Рассмотрим сечение графика движения в момент времени t_1 . Поезд № 9 располагается на расстоянии l_9 от подстанции А и потребляет ток I_9 , соответственно поезд № 7 имеет координату относительно подстанции А l_7 и потребляет ток I_7 , а поезд № 5 располагается на расстоянии l_5 от подстанции А и потребляет ток I_5 . На основе этих данных получают мгновенную схему расположения нагрузок (см. рис. 11.1, *б*) с последующим ее расчетом.

Для двухпутного участка при узловых и параллельных схемах питания составление мгновенной схемы практически ничем не отличается от рассмотренного. В качестве исходного материала для получения мгновенной схемы с указанием точек расположения поста секционирования и пунктов параллельного соединения (см. 1.5) выступают кривая поездного тока $I=f(L)$ и график движения поездов для каждого пути.

Возможны и другие способы формирования мгновенных схем. Так, для расчета максимального тока фидера, который необходим для выбора уставки максимальной токовой защиты на фидере подстанции, мгновенную схему составляют исходя из имеющегося месторасположения напольных сигналов светофоров при расположении поездов с минимальным межпоездным интервалом с учетом конфигурации кривой поездного тока. Теоретически мгновенную схему можно сформировать, зная закон распределения межпоездного интервала, разыгрывая месторасположение поездов случайным образом [6].

Рассчитать мгновенную схему расположения нагрузок — это значит определить следующие основные показатели работы:

1. Токи фидеров тяговых подстанций и подстанций.
2. Потерю напряжения в тяговой сети до нагрузок и уровень напряжения на них.
3. Потерю мощности в тяговой сети.

11.2. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на однопутном участке при односторонней схеме питания контактной сети

Мгновенная схема при одностороннем питании контактной сети с четырьмя нагрузками приведена на рис. 11.2, а.

Нагрузка фидера подстанции, и если фидер подстанции единственный, то и нагрузка подстанции в целом будет равна сумме всех нагрузок на рассматриваемой зоне

$$I_{\text{тп}} = I_{\text{А}} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4,$$

или

$$I_{\text{А}} = \sum_{i=1}^4 I_i.$$

Примем следующие обозначения:

m — число поездов, находящихся на рассматриваемой зоне питания;

i — текущий номер поезда;

k — номер поезда, до которого определяется потеря напряжения, $1 \leq k \leq m$;

$I_1, I_2, \dots, I_k \dots I_m$ — токи, потребляемые отдельными поездами;

l_1, l_2, l_i, l_k, l_m — расстояние от подстанции до соответствующих поездов;

r — сопротивление 1 км тяговой сети, считаем его постоянным по всей длине.

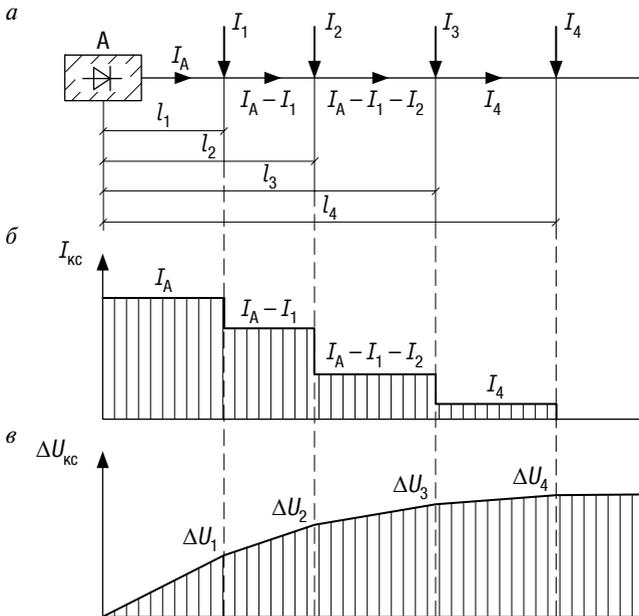


Рис. 11.2. К расчету мгновенной схемы при одностороннем питании нагрузок:

a — мгновенная схема расположения нагрузок;

$б$ — диаграмма изменения тока в контактной сети;

$в$ — диаграмма изменения потери напряжения до нагрузок

В общем случае при « m » нагрузках на рассматриваемой зоне (рис. 11.2)

$$I_A = \sum_{i=1}^m I_i. \quad (11.1)$$

Диаграмма изменения тока в контактной сети приведена на рис. 11.2, б.

При выводе формулы для определения потери напряжения в тяговой сети до соответствующих нагрузок будем предполагать, что сопротивление рельсовой цепи постоянно по длине и определяется формулами, изложенными в гл. 5, т.е. будем пренебрегать уменьшением сопротивления рельсовой цепи за счет шунтировки ее землей. Для нахождения потери напряжения только в проводах контактной сети или только в рельсах в нижеизложенные формулы следует подставлять соответствующие значения сопротивлений.

Если на участке в рассматриваемый момент времени имеются электровозы в режиме рекуперации, то их токи входят во все приводимые формулы со знаком минус.

Зная распределение токов по участкам контактной подвески и удельное сопротивление тяговой сети, можно определить потерю напряжения в тяговой сети до любой нагрузки. Например, для нагрузки № 2

$$\begin{aligned} \Delta U_2 &= (I_1 + I_2 + I_3 + I_4)r'l_1 + (I_2 + I_3 + I_4)r(l_2 - l_1) = \\ &= r[I_1l_1 + I_2l_2 + (I_3 + I_4)l_2]. \end{aligned}$$

Отсюда

$$\Delta U_2 = r \left(\sum_{i=1}^2 I_i l_i + l_2 \sum_{i=3}^4 I_i \right). \quad (11.2)$$

Тогда в общем случае потеря напряжения в тяговой сети до поезда с номером k при m поездах на рассматриваемой зоне определится из следующего выражения:

$$\Delta U_k = r \left(\sum_{i=1}^k I_i l_i + l_k \sum_{i=k+1}^m I_i \right). \quad (11.3)$$

Максимальная потеря напряжения будет до наиболее удаленного от подстанции поезда с номером m

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_m = r(I_1l_1 + I_2l_2 + \dots + I_i l_i + I_m l_m) = r \sum_{i=1}^m I_i l_i. \quad (11.4)$$

Диаграмма изменения потери напряжения в контактной сети до нагрузок приведена на рис. 11.2, в.

При расчете мгновенных схем с односторонним питанием на многопутных участках при параллельном соединении контактных подвесок смежных путей определение нагрузки фидеров и подстанций, потерь напряжения в тяговой сети ведется по тем же формулам (11.1) и (11.3) с учетом следующего. Все нагрузки на смежных путях переносятся с теми же координатами на один эквивалентный путь с удельным сопротивлением тяговой сети r_3 .

Величина r_3 равна

$$r_3 = \frac{r}{n},$$

где n — число путей многопутного участка.

Потери мощности в тяговой сети ΔP можно определить как разность между мощностью, снимаемой с шин тяговой подстанции, $P_{\text{тп}}$, и мощностью, потребляемой электровозами на рассматриваемой зоне, $P_{\text{н}}$

$$\Delta P = P_{\text{тп}} - P_{\text{н}}, \quad (11.5)$$

$$P_{\text{тп}} = I_{\text{тп}} \cdot U_{\text{тп}} \text{ и } P_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m I_i U_i,$$

где $U_{\text{тп}}$, $I_{\text{тп}}$ — напряжение и токовая нагрузка подстанции.

U_i , I_i — напряжение и токовая нагрузка i -того электровоза.

Так как $U_i = U_{\text{тп}} - \Delta U_i$, то выражение (11.5) может быть представлено как

$$\Delta P = I_{\text{тп}} U_{\text{тп}} - \sum_{i=1}^m I_i (U_{\text{тп}} - \Delta U_i).$$

Или

$$\Delta P = U_{\text{тп}} \sum_{i=1}^m I_i - U_{\text{тп}} \sum_{i=1}^m I_i + \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_i.$$

Окончательно

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_i. \quad (11.6)$$

Таким образом, потеря мощности в тяговой сети может быть определена как сумма произведений нагрузок на величину потери напряжения до этих нагрузок.

11.3. Расчет мгновенных схем расположения нагрузок на однопутном участке при двусторонней схеме питания контактной сети

При расчете такой схемы необходимо в первую очередь найти нагрузку фидеров тяговых подстанций А и Б. Обозначим напряжение и ток на подстанции А, равными U_A, I_A , а на подстанции Б — U_B, I_B . Пусть в общем случае $U_A > U_B$, тогда потеря напряжения в тяговой сети на участке от тяговой подстанции А до подстанции Б будет равна

$$\Delta U_{AB} = U_A - U_B.$$

Исходя из мгновенной схемы расположения нагрузок (рис. 11.3, а) потерю напряжения между подстанциями А и Б можно определить из следующего выражения для случая неизменно-го километрового сопротивления тяговой сети r по длине межподстанционной зоны

$$I_A r(l - l_{1B}) + (I_A - I_1)r(l_{1B} - l_{2B}) + (I_A - I_1 - I_2)r(l_{2B} - l_{3B}) + \\ + (I_A - I_1 - I_2 - I_3)r l_{3B} = U_A - U_B.$$

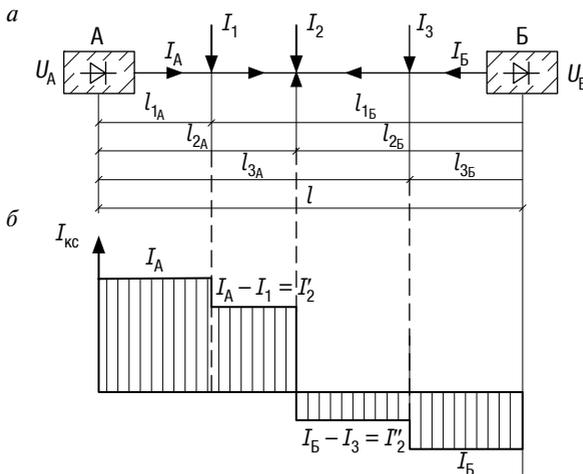


Рис. 11.3. К расчету мгновенной схемы
при двустороннем питании:
а — мгновенная схема расположения нагрузок;
б — диаграмма изменения тока в контактной сети

Из приведенного выражения после преобразований получим

$$I_A r l - r(I_1 l_{1Б} + I_2 l_{2Б} + I_3 l_{3Б}) = U_A - U_B.$$

Отсюда

$$I_A = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^3 I_i l_{iБ} + \frac{U_A - U_B}{r l}. \quad (11.7)$$

Для общего случая при « m » нагрузках

$$I_A = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_i l_{iБ} + \frac{U_A - U_B}{r l}. \quad (11.8)$$

Аналогично для подстанции Б

$$I_B = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_i l_{iА} - \frac{U_A - U_B}{r l}. \quad (11.9)$$

Безусловно,

$$I_A + I_B = \sum_{i=1}^m I_i.$$

Выражение $\frac{U_A - U_B}{r l} = I_{ур}$ называют уравнительным током, имеющим место при наличии нагрузок на межподстанционной зоне при системе постоянного тока и направленным от подстанции с большим напряжением к подстанции с меньшим напряжением. Если нагрузок на рассматриваемой зоне постоянного тока нет, то $I_{ур} = 0$.

Появление уравнительного тока есть явление нежелательное, которое приводит к дополнительным потерям мощности в тяговой сети, при прочих равных условиях к повышенному износу оборудования на подстанции с большим напряжением, увеличению значения электрокоррозии подземных металлических сооружений в районе подстанции с большим напряжением. Поэтому при эксплуатации железных дорог желательно выравнивание напряжения на шинах смежных подстанций за счет его регулирования, о чем более подробно будет изложено в гл. 15. В ряде случаев подобное неравенство напряжений устанавливают искусственно для регулирования перераспределения нагрузок, приходящихся на отдельные тяговые подстанции.

Следовательно, нагрузки тяговых подстанций могут быть представлены в следующем виде:

$$I_A = I'_A + I_{yp},$$

$$I_B = I'_B - I_{yp},$$

где I'_A и I'_B — нагрузки тяговых подстанций при равенстве напряжений на их шинах.

Когда $U_A = U_B$, поездные токи распределяются между подстанциями обратно пропорционально расстояниям от подстанции до поездов (см. первое слагаемое в выражениях (11.8) и (11.9)).

Если сопротивление тяговой сети не постоянно по длине межподстанционной зоны, то выражения (11.8) и (11.9) принимают следующий вид:

$$\begin{aligned} I_A &= \frac{1}{R_{AB}} \sum_{i=1}^m I_i R_{i_b} + \frac{U_A - U_B}{R_{AB}}, \\ I_B &= \frac{1}{R_{AB}} \sum_{i=1}^m I_i R_{i_a} - \frac{U_A - U_B}{R_{AB}}, \end{aligned} \quad (11.10)$$

где R_{AB} — сопротивление тяговой сети между подстанциями А и Б;

R_{i_a} , R_{i_b} — соответственно сопротивление тяговой сети от подстанции А и Б до нагрузки с номером « i ».

Если представить межподстанционную зону АБ как зону с односторонним питанием от подстанции А и с отрицательной нагрузкой I_B в месте расположения подстанции Б, потеря напряжения до которой равна $(U_A - U_B)$, то можно использовать формулу (11.3) для определения нагрузки подстанции Б. На ее основе имеем

$$U_A - U_B = r \left(\sum_{i=1}^m I_i l_i - I_B l \right). \quad (11.11)$$

Из (11.11) получается выражение (11.9).

Диаграмма изменения тока в контактной сети приведена на рис. 11.3, б.

Потеря напряжения до соответствующих нагрузок может быть определена несколькими способами. Рассмотрим некоторые из них.

В схеме двустороннего питания, используя диаграмму изменения тока в контактной сети (рис. 11.3, б), легко определить точку

токораздела, которая находится в месте, где ток проходит через нулевое значение (в данном случае месторасположение нагрузки I_2). По точке токораздела межподстанционную зону с двусторонним питанием можно разбить на две зоны с односторонним питанием (рис. 11.4, а) и для определения потерь напряжения воспользоваться формулой (11.3).

Рассмотрим второй способ определения потери напряжения в тяговой сети от подстанции А до любой нагрузки, например до нагрузки с номером k (рис. 11.4, б). Для этого воспользуемся формулой (11.3), полагая, что в точке Б приложена отрицательная нагрузка I_B .

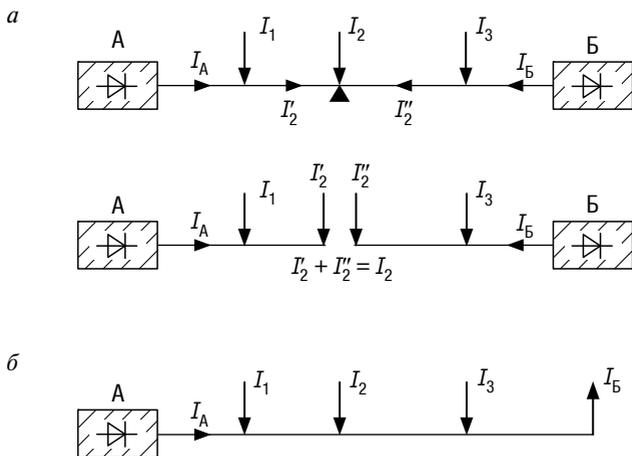


Рис. 11.4. К определению

потери напряжения в тяговой сети:

а — с использованием точки токораздела;

б — при представлении тока подстанции Б отрицательной нагрузкой

Тогда

$$\Delta U_{k_A} = r \left(\sum_{i=1}^k I_i I_{i_A} + I_{k_A} \sum_{i=k+1}^m I_i - I_{k_A} I_B \right). \quad (11.12)$$

При одинаковых напряжениях на подстанциях U_A и U_B потеря напряжения ΔU_{k_A} от подстанции А до нагрузки с номером k будет равна потере напряжения ΔU_{k_B} от подстанции Б до той же нагрузки. В этом случае потеря напряжения может быть определена как сумма трех слагаемых

$$\Delta U_{k_A} = \Delta U_{k_B} = \Delta U_k = \Delta U'_k + \Delta U''_k + \Delta U'''_k, \quad (11.13)$$

где $\Delta U'_k$ — потеря напряжения до поезда с номером k от тока данного поезда;

$\Delta U''_k$ — потеря напряжения до поезда с номером k от нагрузок поездов, находящихся левее расчетного поезда (поезда с номерами от 1 до $k-1$);

$\Delta U'''_k$ — потеря напряжения до поезда с номером k от нагрузок поездов, находящихся правее расчетного поезда (поезда с номерами от $k+1$ до m);

$$\Delta U'_k = r \frac{l_{k_A} (l - l_{k_A})}{l} I_k, \quad (\text{а})$$

$$\Delta U''_k = r \sum_{i=1}^{k-1} \frac{l_{i_A} (l - l_{k_A})}{l} I_i, \quad (\text{б}) \quad (11.14)$$

$$\Delta U'''_k = r \sum_{i=k+1}^m \frac{l_{k_A} (l - l_{i_A})}{l} I_i, \quad (\text{в}),$$

Построение формулы (а) схоже с построением формулы (б), поэтому включим формулу (а) в (б), изменив сумму от 1 до k . Тогда получим

$$\Delta U_k = \frac{r}{l} \left[(l - l_{k_A}) \sum_{i=1}^k I_i l_{i_A} + l_{k_A} \sum_{i=k+1}^m I_i (l - l_{i_A}) \right]. \quad (11.15)$$

Если $U_A > U_B$, то достаточно к величине потери напряжения, полученной при $U_A = U_B$, добавить [5]

$$\frac{l_{k_A}}{l} (U_A - U_B) \quad (11.16)$$

и получим значение ΔU_{k_A} . Если же из потери напряжения, взятой при $U_A = U_B$, вычесть

$$\frac{(l - l_{k_A})}{l} (U_A - U_B), \quad (11.17)$$

то определим ΔU_{k_B} . Разность между ΔU_{k_A} и ΔU_{k_B} равняется $(U_A - U_B)$, рис. 11.5, б.

Безусловно, что

$$\Delta U_{k_A} = \Delta U_{k_B} + (U_A - U_B), \quad (11.18)$$

$$\Delta U_{k_B} = \Delta U_{k_A} - (U_A - U_B). \quad (11.19)$$

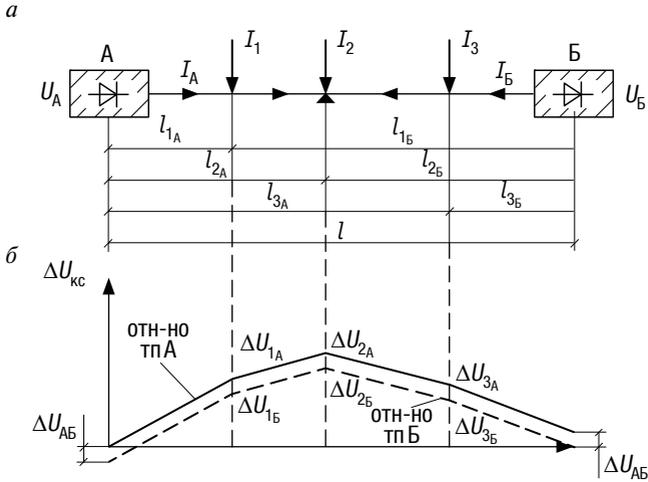


Рис. 11.5. К расчету потери напряжения до нагрузок при схеме двустороннего питания:

а — мгновенная схема расположения нагрузок; б — диаграмма изменения потери напряжения до нагрузок при $U_A > U_B$

Определить потерю напряжения до соответствующих нагрузок можно, используя диаграмму изменения тока в контактной сети (см. рис. 11.3). Так, исходя из мгновенной схемы (см. рис. 11.5, а)

$$\Delta U_{1_A} = r I_A \cdot l_{1_A},$$

$$\Delta U_{2_A} = \Delta U_{1_A} + r(I_A - I_1)(l_{2_A} - l_{1_A}),$$

$$\Delta U_{3_A} = \Delta U_{2_A} + r(I_A - I_1 - I_2)(l_{3_A} - l_{2_A}),$$

$$\Delta U_{AB} = U_A - U_B = U_{3_A} + r(I_A - I_1 - I_2 - I_3)(l - l_{3_A}). \quad (11.20)$$

Аналогично можно определить потери напряжения в тяговой сети до нагрузок от подстанции Б.

Потерю мощности в тяговой сети ΔP можно определить несколькими способами. Укажем некоторые из них.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_i + I_{\text{уп}} \Delta U_{\text{АБ}}, \quad (11.21)$$

где ΔU_i — потеря напряжения до нагрузки с номером i при $U_{\text{А}} = U_{\text{Б}}$.

Потерю мощности можно найти и так

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_{i_{\text{А}}} - I_{\text{Б}} \Delta U_{\text{АБ}}. \quad (11.22)$$

Используя диаграмму изменения тока в контактной подвеске, ΔP можно определить и следующим образом

$$\Delta P = r [I_{\text{А}}^2 \cdot l_{1_{\text{А}}} + (I_{\text{А}} - I_1)^2 (l_{2_{\text{А}}} - l_{1_{\text{А}}}) + (I_{\text{А}} - I_1 - I_2)^2 \cdot (l_{3_{\text{А}}} - l_{2_{\text{А}}}) + (I_{\text{А}} - I_1 - I_2 - I_3)^2 (l - l_{3_{\text{А}}})]. \quad (11.23)$$

11.4. Основные положения, используемые при расчете мгновенных схем при узловой и параллельной схемах питания контактной сети

Расчет распределения нагрузок между подстанциями при таких схемах питания контактной сети существенно упрощается, если доказать правомерность следующих двух положений [5].

1. Распределение нагрузки между подстанциями, лежащей на участке между ними, не зависит от соотношения сопротивлений проводов контактных подвесок отдельных путей, от количества и мест расположения поперечных соединений контактных подвесок путей (постов секционирования и пунктов параллельного соединения) и рельсовых путей.

2. Распределение нагрузки между фидерами подстанции не зависит от количества и мест расположения поперечных соединений рельсовых путей.

Для доказательства положений примем, что на межподстанционной зоне многопутного участка при раздельном питании путей располагается некоторое количество нагрузок (рис. 11.6). Данные нагрузки вызывают в контактных подвесках отдельных путей от подстанции до точки, лежащей на расстоянии $l_{\text{А}}$ от подстанции

А и l_B от подстанции Б, потери напряжения, соответственно равные $\Delta U_1, \Delta U_2, \dots, \Delta U_i, \dots, \Delta U_m$, где m — число путей.

Если в этом месте участка установить поперечное соединение контактных подвесок всех путей, то получаем некоторое новое значение потери напряжения ΔU_{C_1} , одинаковое для всех подвесок, рис. 11.7.

Указанное выше изменение потери напряжения до точки C_1 вызывает перераспределение нагрузки питающих фидеров подстанций А и Б. Приращение нагрузок фидеров A_1 и B_1 изменится на величину

$$\Delta I_{A_1} = \frac{\Delta U_{C_1} - \Delta U_1}{r_1 l_A}; \Delta I_{B_1} = \frac{\Delta U_{C_1} - \Delta U_1}{r_1 l_B}, \quad (11.24)$$

где r_1 — удельное сопротивление тяговой сети первого пути.

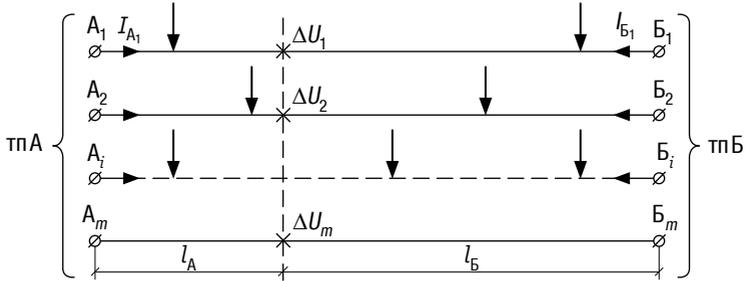


Рис. 11.6. Схема питания межподстанционной зоны без поперечного соединения между контактными подвесками

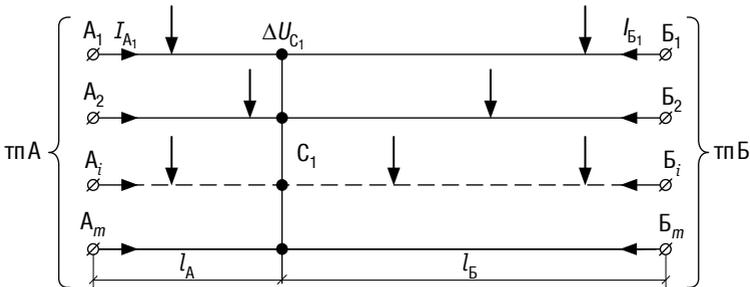


Рис. 11.7. Схема питания межподстанционной зоны при одном поперечном соединении между контактными подвесками

Если сопротивление проводов контактной подвески одного и того же пути на всем протяжении межподстанционной зоны неизменно, то дополнительные нагрузки фидеров тяговых подстанций, питающих один и тот же путь, после установки поперечного соединения будут обратно пропорциональны расстояниям от подстанций до места расположения поперечного соединения,

$$\text{т.е. } \frac{\Delta I_{A_1}}{\Delta I_{B_1}} = \frac{l_B}{l_A} \quad (\text{см. (11.24)}).$$

Или, обозначив $\frac{l_B}{l_A} = a$, получим

$$\Delta I_{A_1} = a \Delta I_{B_1}.$$

Для других фидеров по аналогии имеем

$$\Delta I_{A_2} = a \Delta I_{B_2},$$

$$\Delta I_{A_i} = a \Delta I_{B_i}$$

...

$$\Delta I_{A_m} = a \Delta I_{B_m}.$$

Сложив левые и правые части этих уравнений, получим

$$\sum_{i=1}^m \Delta I_{A_i} = a \sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i}. \quad (11.25)$$

Так как сумма нагрузок в схеме рис. 11.6 и рис. 11.7 постоянна, то сумма приращений нагрузок по всем фидерам, появляющимся при установке поперечного соединения, должна равняться нулю, т.е.

$$\sum_{i=1}^m \Delta I_{A_i} + \sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i} = 0. \quad (11.26)$$

Подставив в выражение (11.26) выражение (11.25), получим

$$a \sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i} + \sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i} = 0.$$

Или

$$(a+1) \sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i} = 0. \quad (11.27)$$

Так как $(a + 1) \neq 0$, то

$$\sum_{i=1}^m \Delta I_{B_i} = 0, \quad (11.28)$$

следовательно, и

$$\sum_{i=1}^m \Delta I_{A_i} = 0. \quad (11.29)$$

Полученные выражения (11.28) и (11.29) показывают, что введение в схему поперечного соединения не изменяет распределение нагрузки между подстанциями, а перераспределяет (выравнивает) нагрузку фидеров подстанций. Таким образом, расчет нагрузок тяговых подстанций можно вести, как для полного параллельного соединения контактных подвесок всех путей.

Докажем, что распределение нагрузки между фидерами не зависит от схемы соединения рельсовых путей. Если нагрузка подстанций известна, то ее распределение между питающими фидерами можно найти из условия, что потеря напряжения в проводах контактной подвески каждого пути от подстанции до поперечного соединения подвесок одинакова. Таким образом, в расчете распределения нагрузки подстанции между ее фидерами ни схема соединения рельсов, ни их сопротивление не входят.

Следует подчеркнуть, что, не меняя распределение нагрузок между подстанциями, поперечные соединения контактных подвесок существенно перераспределяют нагрузки между фидерами, загружая слабо нагруженные в данный момент и разгружая более нагруженные фидеры, что ведет к снижению потерь напряжения и энергии в тяговой сети. Чем больше неравномерность загрузки фидеров, тем более эффективно применение поперечных соединений между контактными подвесками.

11.5. Определение токов фидеров тяговых подстанций и на отдельных участках контактной сети при узловой и параллельной схемах питания

Для нахождения токораспределения на отдельных участках контактной сети, включая и фидеры тяговых подстанций, при узловой и параллельной схемах питания применяются два метода: правило переноса токов и метод контурных уравнений.

Правило переноса токов обычно используют при расчете мгновенных схем на многопутных участках с узловой схемой питания контактной сети.

Суть правила переноса токов заключается в следующем. Если из какой-либо сложной электрической сети вырезать часть, не содержащую узлов, на концах которой имеют место разные напряжения U_1 и U_2 , то токи, текущие от крайних точек I_1 и I_2 , не изменятся, если нагрузку между ними разложить на две составляющие I' и I'' , обратно пропорциональные расстояниям x и y , на которые они отнесены от начального положения нагрузки I , рис. 11.8.

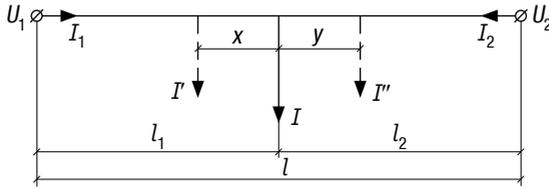


Рис. 11.8. К правилу переноса токов

В соответствии с вышесказанным запишем

$$I' + I'' = I; \quad \frac{I'}{I''} = \frac{y}{x}.$$

Тогда

$$I' = I \frac{y}{x+y}; \quad I'' = I \frac{x}{x+y}. \quad (11.30)$$

До разноса тока I при $U_1 > U_2$

$$I_1 = I \frac{l_2}{l} + \frac{U_1 - U_2}{rl}. \quad (11.31)$$

После разноса токов

$$I_1 = I' \frac{l_2 + x}{l} + I'' \frac{l_2 - y}{l} + \frac{U_1 - U_2}{rl}. \quad (11.32)$$

Подставив в выражение (11.32) значения токов I' и I'' из (11.30), получим

$$I_1 = I' \frac{y}{x+y} \cdot \frac{l_2 + x}{l} + I \frac{x}{x+y} \cdot \frac{l_2 - y}{l} + \frac{U_1 - U_2}{rl}. \quad (11.33)$$

Сложив первые два слагаемые правой части (11.33), будем иметь

$$I \frac{y}{x+y} \cdot \frac{l_2+x}{l} + I \frac{x}{x+y} \cdot \frac{l_2-y}{l} = I \frac{l_2}{l}.$$

Таким образом, выражения (11.31) и (11.33) идентичны, что говорит о том, что разложение тока I на два тока I' и I'' в соответствии с выражением (11.30) не нарушает токораспределение между крайними точками.

Произведем расчет токораспределения в мгновенной схеме, представленной на рис. 11.9, методом переноса токов, при условии, что напряжение на шинах подстанций А и Б одинаковы.

Выполним первый перенос токов. Разнесем нагрузки I_1, I_2, I_3 между двумя ближайшими узлами — шинами поста секционирования и соответствующими фидерами подстанций А и Б. Так, от нагрузки I_1 ее составляющие, приходящиеся на фидер A_1 подстанции I_{1A1} и на пост секционирования С I_{1c} , будут равны

$$I_{1A1} = I_1 \frac{l_c - l_1}{l_c}; \quad I_{1c} = I_1 \frac{l_1}{l_c}. \quad (11.34)$$

Аналогично разносим токи I_2 и I_3 .

$$I_{2A2} = I_2 \frac{l_c - l_2}{l_c}; \quad I_{2c} = I_2 \frac{l_2}{l_c};$$

$$I_{3B3} = I_3 \frac{l_3 - l_c}{l - l_c}; \quad I_{3c} = I_3 \frac{l - l_3}{l - l_c}. \quad (11.35)$$

Тогда исходную мгновенную схему (рис. 11.9) можно заменить следующей условной мгновенной схемой, рис. 11.10.

Определим суммарный фиктивный ток I_c в узле С

$$I_c = I_{1c} + I_{2c} + I_{3c}.$$

Осуществим второй перенос токов. Разнесем ток в узле С между фидерами подстанций А и Б. Его составляющие I_{cA1}, I_{cA2} и I_{cB3}, I_{cB4} будут равны

$$I_{c_{A_1}} = I_{c_{A_2}} = I_c \frac{l-l_c}{2l};$$

$$I_{c_{B_3}} = I_{c_{B_4}} = I_c \frac{l_c}{2l}. \quad (11.36)$$

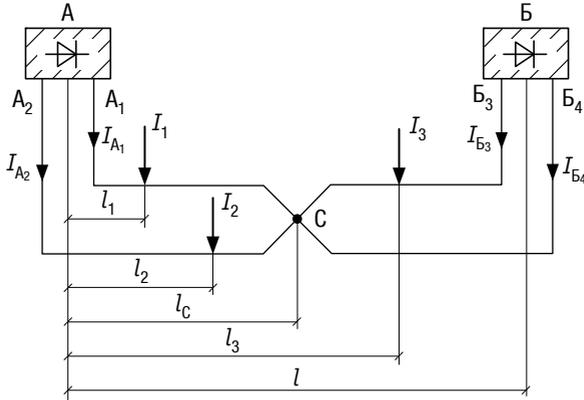


Рис. 11.9. Мгновенная схема расположения нагрузок при узловой схеме питания

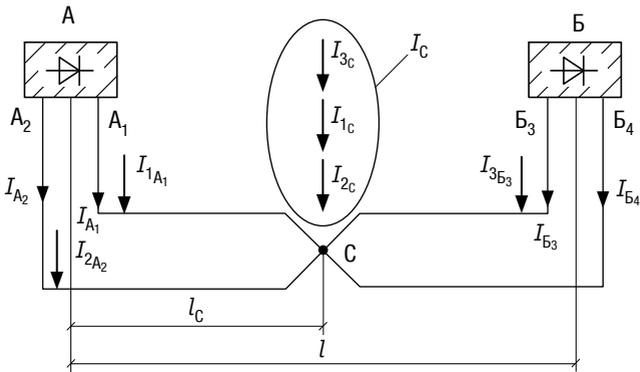


Рис. 11.10. Условная мгновенная схема нагрузок после первого переноса токов

После второго переноса токов мгновенная схема нагрузок (см. рис. 11.10) приобретает другой вид, рис. 11.11.

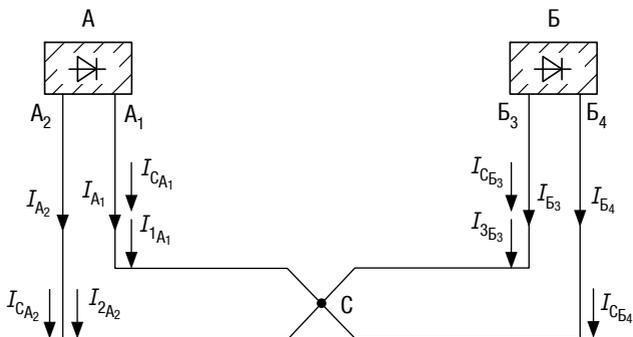


Рис. 11.11. Условная мгновенная схема нагрузок после второго переноса токов

Нагрузка фидеров подстанций А и Б определяется как сумма всех токовых составляющих, приходящихся на тот или иной фидер. Тогда (см. рис. 11.11)

$$\begin{aligned}
 I_{A1} &= I_{1A1} + I_{cA1}; \quad I_{A2} = I_{2A2} + I_{cA2}; \\
 I_{B3} &= I_{3B3} + I_{cB3}; \quad I_{B4} = I_{cB4}.
 \end{aligned}
 \tag{11.37}$$

Токи подстанций А и Б равны

$$I_A = I_{A1} + I_{A2}; \quad I_B = I_{B3} + I_{B4}.
 \tag{11.38}$$

Построим примерные диаграммы изменения тока в контактной сети первого и второго пути, а также диаграммы потери напряжения в тяговой сети до нагрузок, рис. 11.12.

При построении диаграмм тока за положительное направление его протекания принято направление слева направо.

Потеря напряжения в тяговой сети до нагрузок и поста секционирования определяется как сумма потерь напряжения на отдельных участках, начиная от тяговой подстанции до интересующей нагрузки. При условии одинакового удельного сопротивления тяговой сети четного и нечетного путей для рассматриваемой схемы будем иметь

$$\begin{aligned}
 \Delta U_1 &= rI_{A1} \cdot l_1; \quad \Delta U_3 = rI_{B3} (l - l_3); \quad \Delta U_2 = rI_{A2} \cdot l_2; \\
 \Delta U_c &= \Delta U_1 + (I_{A1} - I_1)r (l_c - l_1).
 \end{aligned}
 \tag{11.39}$$

Потеря мощности в контактной или тяговой сети определяется по формуле (11.21).

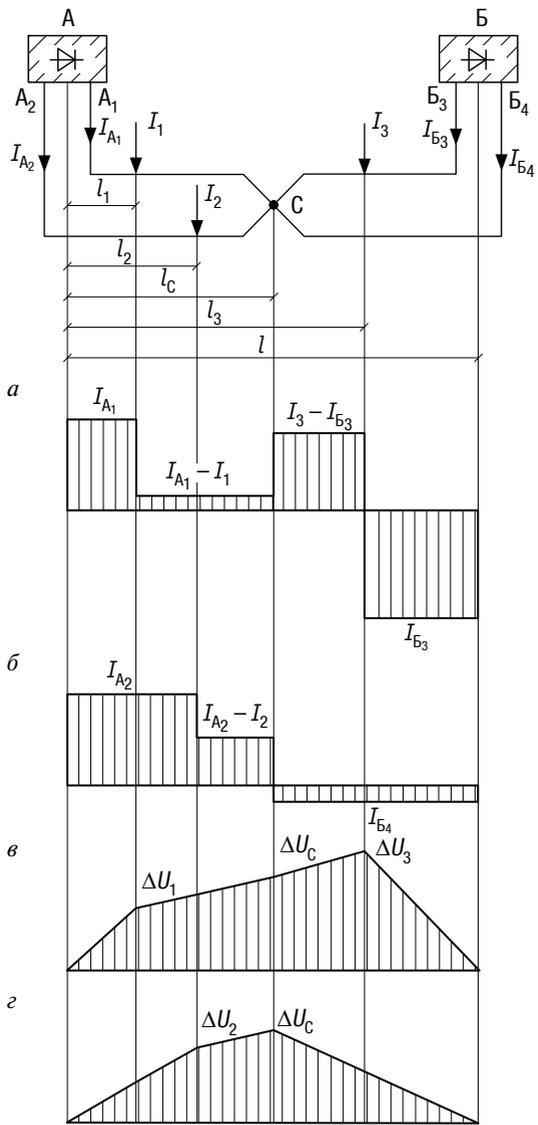


Рис. 11.12. Диаграммы изменения тока в контактной сети (а и б) и потери напряжения до нагрузок (в и г): а, в — для нечетного пути; б, г — для четного пути

При параллельной схеме питания контактной сети, когда число поперечных соединений между контактными подвесками соседних путей больше одного, оценка токораспределения в контактной сети, как правило, производится методом контурных уравнений. Данный метод базируется на положении, что потеря напряжения между двумя узловыми точками контактной сети должна быть одинаковой по нечетному и четному путям, рис. 11.13.

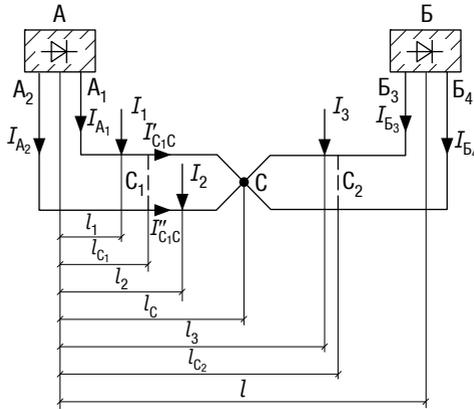


Рис. 11.13. К оценке токораспределения в контактной сети при параллельной схеме питания

При использовании метода контурных уравнений предварительно необходимо определить нагрузки тяговых подстанций А и Б. При условии, что $U_A = U_B$, для схемы на рис. 11.13 будем иметь (см. 11.2 и 11.3)

$$I_A = \frac{1}{l} [I_1(l-l_1) + I_2(l-l_2) + I_3(l-l_3)] \quad (11.40)$$

$$I_B = \frac{1}{l} (I_1 l_1 + I_2 l_2 + I_3 l_3). \quad (11.41)$$

Так как $I_A = I_{A1} + I_{A2}$, то

$$I_{A2} = I_A - I_{A1}. \quad (11.42)$$

Если удельные сопротивления контактных подвесок нечетного и четного путей равны, то контурные уравнения между подстанцией А и узлом C_1 будут иметь следующий вид:

$$I_{A1} \cdot r l_1 + (I_{A1} - I_1)r(l_{c1} - l_1) = I_{A2}r l_{c1}.$$

Исключив одинаковое значение удельного сопротивления контактных подвесок в левой и правой частях уравнения и используя (11.42), получим

$$I_{A1}l_1 + (I_{A1} - I_1)(l_{c1} - l_1) = (I_A - I_{A1}) \cdot l_{c1}. \quad (11.43)$$

Решая данное уравнение относительно I_{A1} и определяя I_{A2} из (11.42), можно построить диаграмму изменения токов в контактной сети от подстанции А до узла C_1 для нечетного и четного путей. Ток, протекающий от узла C_1 вправо по обоим путям, обозначим как I_{c1c} . Он равен $(I_A - I_1)$, см. рис. 11.13.

При $I_{c1c} = I_{c1c}^I + I_{c1c}^{II}$ получаем, что

$$I_{c1c}^I = I_{c1c} - I_{c1c}^{II}, \quad (11.44)$$

Контурные уравнения для участка C_1C с учетом (11.44) будут иметь следующий вид:

$$(I_{c1c} - I_{c1c}^{II})(l_c - l_{c1}) = I_{c1c}^{II}(l_2 - l_{c1}) + (I_{c1c}^{II} - I_2)(l_c - l_2). \quad (11.45)$$

Из выражения (11.45) определяем значение тока I_{c1c}^{II} , а из (11.44) — значение тока I_{c1c}^I .

Контурные уравнения между узлами C и C_2 , а также между узлом C_2 и подстанцией Б составляются аналогичным образом. Аналогичные уравнения могут быть составлены и со стороны подстанции Б. На основе построенных диаграмм тока определяют потери напряжения до нагрузок и узловых точек с учетом направления тока в контактной сети. Если напряжения на шинах подстанций А и Б не равны между собой, то при расчетах I_A и I_B должен быть учтен уравнительный ток, который протекает от подстанции с большим напряжением к подстанции с меньшим напряжением. Зная токи на отдельных участках контактной сети межподстанционной зоны, легко построить диаграммы изменения тока по путям.

Потеря напряжения в тяговой сети до нагрузок и потеря мощности в тяговой сети определяются, как и при узловой схеме питания.

Глава 12

РАСЧЕТ МГНОВЕННЫХ СХЕМ РАСПОЛОЖЕНИЯ НАГРУЗОК НА УЧАСТКАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

12.1. Расчет мгновенных схем на однопутном участке при односторонней схеме питания контактной сети

Расчет мгновенных схем расположения нагрузок при электрической тяге на переменном токе значительно сложнее, чем при постоянном. В общем случае на зоне питания могут находиться несколько нагрузок с различными коэффициентами мощности. Выпрямительные электровозы переменного тока потребляют существенно несинусоидальный ток. Тяговое усилие, развиваемое электровозом, пропорционально активной составляющей первой гармоники этого тока. Наряду с активной мощностью электровоз потребляет значительную реактивную мощность. Сопротивление тяговой сети переменного тока, в отличие от сети постоянного тока с ее омическим сопротивлением, обладает активной и реактивной составляющей, зависящей от изменяющейся величины протекающего по рельсам тока. На многопутных участках имеет место влияние нагрузки соседних путей на потери напряжения в контактной сети рассматриваемого пути за счет взаимной индукции.

В общем случае на зоне одностороннего питания расположено несколько нагрузок с различными значениями угла сдвига между напряжением и током, рис. 12.1. Тогда, очевидно, ток подстанции А

или ее фидера равен геометрической сумме токов нагрузок. В комплексной форме

$$I_A = \sum_{i=1}^m \dot{I}_i, \quad (12.1)$$

где $\dot{I}_i = I_{i_a} - jI_{i_p}$,

m — число нагрузок на рассматриваемой зоне;

I_{i_a}, I_{i_p} — активная и реактивная составляющая i -й нагрузки, определенные относительно вектора напряжения на подстанции \dot{U}_A .

Тогда

$$\dot{I}_A = \sum_{i=1}^m I_{i_a} - j \sum_{i=1}^m I_{i_p},$$

или

$$\dot{I}_A = I_{A_a} - jI_{A_p}. \quad (12.2)$$

Окончательно выражение для определения тока подстанции может быть представлено следующим образом:

$$\dot{I}_A = \sum_{i=1}^m I_i (\cos \varphi_i - j \sin \varphi_i). \quad (12.3)$$

Если

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2 = \dots = \cos \varphi_m = \cos \varphi,$$

то

$$\dot{I}_A = (\cos \varphi - j \sin \varphi) \sum_{i=1}^m I_i.$$

При расположении на межподстанционной зоне двух нагрузок с различными $\cos \varphi$ (рис. 12.1) векторная диаграмма токов и напряжений имеет вид, показанный на рис. 12.2.

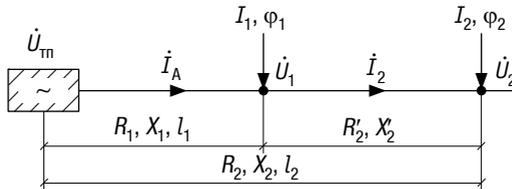


Рис. 12.1. Межподстанционная зона одностороннего питания с двумя нагрузками

При построении векторной диаграммы сначала откладывается вектор \dot{U}_2 (напряжение на нагрузке \dot{I}_2) и под углом φ_2 к нему — вектор \dot{I}_2 . Для получения напряжения \dot{U}_1 на нагрузке \dot{I}_1 к \dot{U}_2 геометрически добавляются активная и реактивная составляющие падения напряжения в сети на расстоянии между второй и первой нагрузками (сопротивления R'_2 и jX'_2). Построив вектор \dot{U}_1 , можно отложить от него под углом φ_1 вектор \dot{I}_1 . Геометрически сложив токи \dot{I}_1 и \dot{I}_2 , получим ток $\dot{I}_{\text{тп}}$ (\dot{I}_A) на участке l_1 . Геометрическая сумма \dot{U}_1 , $\dot{I}_{\text{тп}}R_1$, $j\dot{I}_{\text{тп}}X_1$ дает напряжение на тяговой подстанции $\dot{U}_{\text{тп}}$ (\dot{U}_A). Если угол сдвига между напряжениями \dot{U}_1 и \dot{U}_2 $\delta \neq 0$, то $\Delta U_2 \neq \Delta U_1 + \Delta U_{12}$, где ΔU_{12} — потеря напряжения на участке между первой и второй нагрузками (см. рис. 12.2). Обычно ввиду его малости углом δ пренебрегают и откладывают углы φ_1 и φ_2 от вектора \dot{U}_2 . При $\delta = 0$, $\Delta U_2 = \Delta U_1 + \Delta U_{12}$. С учетом (12.2) можно записать

$$\Delta U_2 = I_{2_a} R'_2 + I_{2_p} X'_2 + I_{A_a} R_1 + I_{A_p} X_1, \quad (12.4)$$

или

$$\Delta U_2 = I_{2_a} R_2 + I_{1_a} R_1 + I_{2_p} X_2 + I_{1_p} X_1. \quad (12.5)$$

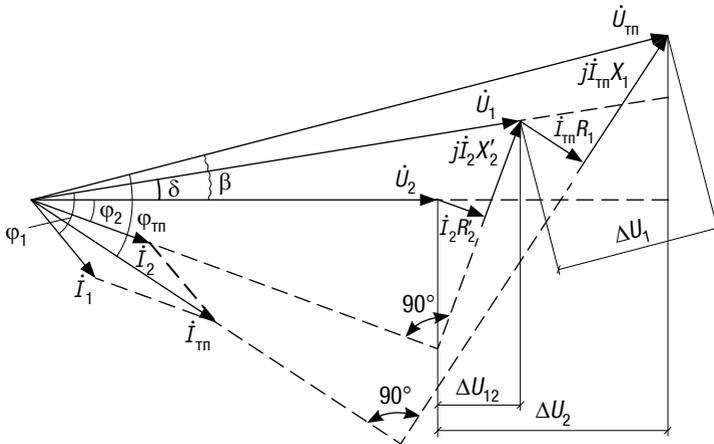


Рис. 12.2. Векторная диаграмма токов и напряжений для двух нагрузок на междолинейной зоне с односторонним питанием

Максимальная потеря напряжения до наиболее удаленной от подстанции нагрузки ΔU_{max} равна

$$\Delta U_{\text{max}} = \sum_{i=1}^m I_{i_a} R_i + \sum_{i=1}^m I_{i_p} X_i. \quad (12.6)$$

Если удельные активное и индуктивное сопротивление постоянно по длине фидерной зоны, то

$$R_i = r_a l_i, x_i = x l_i.$$

Тогда

$$\Delta U_{\max} = r_a \sum_{i=1}^m I_i l_i + x \sum_{i=1}^m I_i l_i. \quad (12.7)$$

При одинаковых углах сдвига между напряжением и током для всех нагрузок

$$\Delta U_{\max} = (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi) \sum_{i=1}^m I_i l_i.$$

Для нагрузки с номером k

$$\Delta U_k = (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi) \left[\sum_{i=1}^k I_i l_i + l_k \sum_{i=k+1}^m I_i \right]. \quad (12.8)$$

Таким образом, определение потерь напряжения до нагрузок в этом случае производится точно так же, как и при постоянном токе, с заменой омического сопротивления тяговой сети составным сопротивлением при синусоидальном токе электровазов (см. 5.4). При выпрямительных электровазах токи в тяговой сети несинусоидальны. Расчеты потерь напряжения можно вести, как и при синусоидальных токах, однако вместо составного сопротивления берется эквивалентное приведенное сопротивление z' (см. 5.4).

В общем случае потеря мощности в тяговой сети на фидерной зоне может быть определена как разность между мощностью, отдаваемой с шин подстанции, и суммой мощностей, получаемых потребителями. Это положение относится как к полной мощности, так и к ее составляющим — активной и реактивной. Тогда потеря активной мощности ΔP и реактивной ΔQ будут равны

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_{\text{тп}} - P_{\text{н}} = U_{\text{тп}} I_{\text{тп}} \cos \varphi_{\text{тп}} - \sum_{i=1}^m U_i I_i \cos \varphi_i; \\ \Delta Q &= Q_{\text{тп}} - Q_{\text{н}} = U_{\text{тп}} I_{\text{тп}} \sin \varphi_{\text{тп}} - \sum_{i=1}^m U_i I_i \sin \varphi_i, \end{aligned} \quad (12.9)$$

где $P_{\text{тп}}$ и $Q_{\text{тп}}$ — соответственно активная и реактивная мощности, отдаваемые с шин подстанции;

$P_{\text{тп}}$ и $Q_{\text{тп}}$ — соответственно активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузками.

При $\beta = 0$ (рис. 12.2) и одинаковых $\cos \varphi$ для всех нагрузок геометрическое сложение нагрузок на фидере подстанции можно заменить алгебраическим

$$\left| \sum_{i=1}^m I_i \right| = \sum_{i=1}^m I_i.$$

Тогда ΔP из выражения (12.9) равно

$$\Delta P = U_{\text{тп}} \cos \varphi_{\text{тп}} \sum_{i=1}^m I_i - \sum_{i=1}^m U_{i_a} I_i = \sum_{i=1}^m I_i (U_{\text{тп}_a} - U_{i_a}) = \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_{i_a}. \quad (12.10)$$

По аналогии с ΔP

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^m I_i \Delta U_{i_p}, \quad (12.11)$$

где ΔU_{i_a} и ΔU_{i_p} — потеря напряжения до i -й нагрузки, обусловленная активным и реактивным сопротивлениями тяговой сети.

В формулах (12.10) и (12.11) при определении потери активной мощности в тяговой сети следует использовать вместо омического сопротивления действительную часть комплекса полного сопротивления тяговой сети. Аналогичным образом для определения потери реактивной мощности используется мнимая часть того же комплекса.

12.2. Расчет мгновенных схем на однопутном участке при двусторонней схеме питания контактной сети

Определение нагрузок фидеров или подстанций ведется так же, как и для участков постоянного тока. При одинаковых напряжениях на шинах подстанций А и Б для схемы двустороннего питания (см. рис. 12.3), представляя ток подстанции и нагрузки поездов в виде активной и реактивной составляющих, при постоянном по длине зоны удельном сопротивлении тяговой сети можно написать

$$I_{A_a} = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_a} (l - l_i)$$

$$I_{A_p} = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_p} (l - l_i). \quad (12.12)$$

Для подстанции Б

$$I_{B_a} = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_a} l_i$$

$$I_{B_p} = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_p} l_i. \quad (12.13)$$

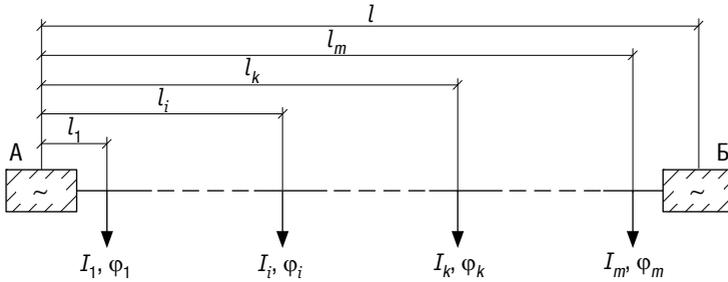


Рис. 12.3. Однопутный участок с двусторонним питанием контактной сети и «*m*» нагрузками

Полный ток подстанции можно представить в виде:

$$\dot{I}_A = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_a} (l - l_i) - j \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_{i_p} (l - l_i).$$

В частности, если для всех нагрузок угол φ одинаков, то

$$\dot{I}_A = (\cos \varphi - j \sin \varphi) \frac{1}{l} \sum_{i=1}^m I_i (l - l_i). \quad (12.14)$$

Аналогично можно определить ток подстанции Б.

Определение потери напряжения в тяговой сети ведется так же, как и при постоянном токе. Тогда потеря напряжения до поезда с номером k определяется следующим выражением (см. (11.15) и (12.6)):

$$\Delta U_k = \frac{r_a}{l} \left[(l-l_k) \sum_{i=1}^k I_{i_a} l_i + l_k \sum_{i=k+1}^m I_{i_a} (l-l_i) \right] +$$

или

$$+ \frac{x}{l} \left[(l-l_k) \sum_{i=1}^k I_{i_p} l_i + l_k \sum_{i=k+1}^m I_{i_p} (l-l_i) \right],$$

$$\Delta U_k = \frac{1}{l} \left[(l-l_k) \sum_{i=1}^k I_i l_i (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi) + l_k \sum_{i=k+1}^m I_i (l-l_i) (r_a \cos \varphi + x \sin \varphi) \right],$$

где r_a , x — удельное активное и индуктивное сопротивление тяговой сети.

В частности, при равных $\cos \varphi$ нагрузок

$$\Delta U_k = \frac{r_a \cos \varphi + x \sin \varphi}{l} \left[(l-l_k) \sum_{i=1}^k I_i l_i + l_k \sum_{i=k+1}^m I_i (l-l_i) \right]. \quad (12.15)$$

Если напряжения подстанций А и Б различны по величине или фазе, то при $\dot{U}_A > \dot{U}_B$ к величине \dot{I}_A следует геометрически добавить уравнивающий ток \dot{I}_{yp} и геометрически вычесть его из величины \dot{I}_B . При этом

$$\dot{I}_{\text{yp}} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{Z},$$

где Z — полное сопротивление тяговой сети межподстанционной зоны АБ.

Проще активную и реактивную составляющие уравнивающего тока найти через соответствующие сопротивления и алгебраически сложить их с составляющими тока подстанций, найденными по формулам (12.12) или (12.13). Определение потери напряжения до нагрузок в этом случае, как и при постоянном токе, можно вести, разбив межподстанционную зону на две зоны с односторонним питанием по точке токораздела, в конце которых приложена нагрузка, поступающая от рассматриваемой подстанции. Возможен случай, когда точки раздела активных и реактивных составляющих токов не будут совпадать, что внесет некоторую неопределенность в расчет максимальной величины потери напряжения. В этом случае находят потерю напряжения для обеих точек раздела токов и таким образом определяют максимальную ее величину. Обычно максимальная потеря напряжения получается в точке токораздела активных составляющих тока [5].

12.3. Особенности определения потери напряжения в тяговой сети до электровоза при расчете мгновенных схем на двухпутном участке

Расчет потери напряжения при однофазном токе для различных схем питания на двухпутных или многопутных участках существенно отличается от аналогичных расчетов при постоянном токе. Особенности расчета потерь напряжения в случае раздельной и узловой схемы питания контактной сети заключаются в необходимости учета взаимоиндуктивного влияния различных по величине токов в контактных подвесках двух или более путей друг на друга. Рассмотрим эти особенности на примере двухпутного участка при одностороннем и двустороннем питании для раздельной, узловой и параллельной схем соединения контактных подвесок. Расчетная схема для определения потери напряжения до нагрузок представлена на рис. 12.4.

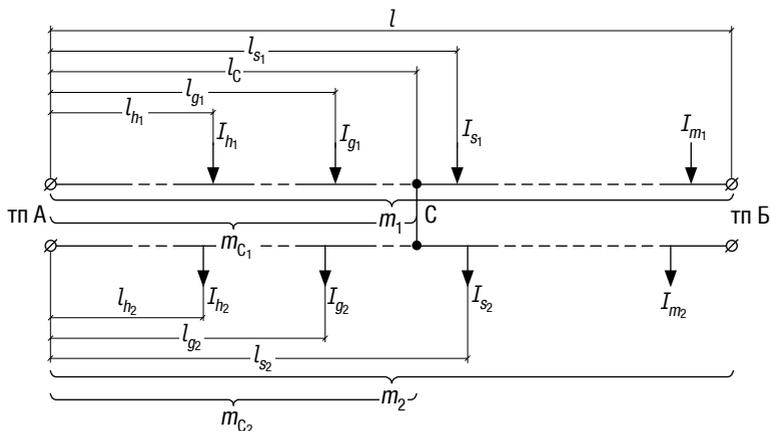


Рис. 12.4. К расчету потерь напряжения при одностороннем и двустороннем питании для раздельной, узловой и параллельной схем соединения контактных подвесок

На рис. 12.4 представлены следующие обозначения:

h_1, h_2 — текущий номер поезда на нечетном и четном путях;

I_{h1}, I_{h2} — действующие значения тока первичной обмотки трансформатора электровоза с номером h_1, h_2 ;

m_1, m_2 — число поездов, одновременно находящихся на межподстанционной зоне по нечетному и четному путям;

m_{c1}, m_{c2} — число поездов, одновременно находящихся между подстанцией А и постом секционирования, соответственно на нечетном и четном путях;

l_{h1}, l_{g1} — расстояния от подстанции А до нагрузок с номерами h_1 и g_1 , находящихся на нечетном пути;

l_{h2}, l_{g2} — то же самое до нагрузок h_2, g_2 , находящихся на четном пути;

l_c — расстояние от подстанции А до поста секционирования С;

l — длина межподстанционной зоны;

g_1 — номер поезда, до которого в общем случае будем определять потерю напряжения;

g_2 — номер поезда, находящегося на четном направлении, для которого справедливо соотношение $l_{g1-1} < l_{g2} < l_{g1}$.

Следует заметить, что все расстояния до нагрузок отложены от подстанции А. Обозначим эквивалентное приведенное сопротивление тяговой сети однопутного участка через z'_1 , эквивалентное приведенное сопротивление двухпутного участка, контактные подвески которых соединены параллельно, через z'_0 , считая, что они постоянны по длине межподстанционной зоны. Ввиду неопределенности переходного сопротивления «рельсы—земля» Z_{Π} и изменения его в течение года, целесообразно вести расчеты по средним значениям z'_1 и z'_0 при $Z_{\Pi} = \infty$ и $Z_{\Pi} = 0$, точность определения z'_1 и z'_0 будет не ниже (5–9)% [5].

Сопротивление $(z'_1 - \Delta z')$, учитывающее явление взаимоиндукции контактных подвесок путей, можно принять постоянным по длине и равным [5]

$$(z'_1 - \Delta z') = 0,134 \text{ Ом/км.}$$

Рассмотрим определение потери напряжения до поезда с номером $g_1 \Delta U_{g1}$ при одностороннем раздельном питании двухпутного участка (подстанция Б отключена, поста секционирования С нет (рис. 7.24)).

Тогда ΔU_{g1} можно найти из выражения

$$\Delta U_{g1} = \Delta U'_{g1} + \Delta U''_{g1} + \Delta U'''_{g1}, \quad (12.16)$$

где $\Delta U'_{g1}$ — потеря напряжения от тока рассматриваемого поезда, т.е. от поезда с номером g_1 ;

$\Delta U''_{g1}$ — потеря напряжения до поезда g_1 , вызванная нагрузками поездов, расположенных левее и правее расчетного поезда;

левее расчетного поезда будут находиться поезда с номером $h_1=1$ до $h_1 = g_1 - 1$, правее поезда с номерами от $h_1 = g_1 + 1$ до $h_1 = m_1$;

$\Delta U_{g_1}^m$ — потеря напряжения до поезда g_1 , вызванная токами поездов, расположенных на смежном пути.

По аналогии с расчетом потери напряжения на постоянном токе, заменяя омическое сопротивление тяговой сети эквивалентным приведенным сопротивлением, найдем

$$\Delta U_{g_1}' = z_1' I_{g_1} l_{g_1} \quad (12.17)$$

$$\Delta U_{g_1}'' = z_1' \left[\sum_{h_1=1}^{g_1-1} I_{h_1} l_{h_1} + l_{g_1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_1} I_{h_1} \right]; \quad (12.18)$$

$$\Delta U_{g_1}''' = (z_1' - \Delta z') \left[\sum_{h_2=1}^{g_2} I_{h_2} l_{h_2} + l_{g_1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_2} I_{h_2} \right]. \quad (12.19)$$

Подставляя выражения (12.17), (12.18) и (12.19) в (12.16), окончательно получим

$$\begin{aligned} \Delta U_{g_1} = & z_1' \left(\sum_{h_1=1}^{g_1} I_{h_1} l_{h_1} + l_{g_1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_1} I_{h_1} \right) + \\ & + (z_1' - \Delta z') \left(\sum_{h_2=1}^{g_2} I_{h_2} l_{h_2} + l_{g_1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_2} I_{h_2} \right). \end{aligned} \quad (12.20)$$

Определим потерю напряжения до поезда с номером g_1 для случая двустороннего раздельного питания контактной сети двухпутного участка, используя выражение (12.16) (подстанция Б в работе, поста секционирования С нет (рис. 12.4)).

Тогда

$$\begin{aligned} \Delta U_{g_1}' &= z_1' I_{g_1} \frac{l - l_{g_1}}{l} l_{g_1}; \\ \Delta U_{g_1}'' &= \frac{z_1'}{l} \left[(l - l_{g_1}) \sum_{h_1=1}^{g_1-1} I_{h_1} l_{h_1} + l_{g_1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_1} I_{h_1} (l - l_{h_1}) \right] \\ \Delta U_{g_1}''' &= \frac{(z_1' - \Delta z')}{l} \left[(l - l_{g_1}) \sum_{h_2=1}^{g_2} I_{h_2} l_{h_2} + l_{g_1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_2} I_{h_2} (l - l_{h_2}) \right]. \end{aligned}$$

Окончательно по аналогии с предыдущим получим

$$\Delta U_{g_1} = \frac{z'_1}{l} \left[(l - l_{g_1}) \sum_{h_1=1}^{g_1} I_{h_1} l_{h_1} + l_{g_1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_1} I_{h_1} (l - l_{h_1}) \right] + \frac{(z'_1 - \Delta z'_1)}{l} \times \\ \times \left[(l - l_{g_1}) \sum_{h_2=1}^{g_2} I_{h_2} l_{h_2} + l_{g_1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_2} I_{h_2} (l - l_{h_2}) \right]. \quad (12.21)$$

Для узловой схемы питания, когда включен в работу пост секционирования, при двустороннем питании контактной сети потеря напряжения до поезда g_1 определяется исходя из следующего выражения:

$$\Delta U_{g_1} = \Delta U_{g_{10}} + \Delta U_{g_{1c}},$$

где $\Delta U_{g_{10}}$ — потеря напряжения до поезда g_1 при раздельной работе путей и наличии фиктивной подстанции в месте расположения поста секционирования;

$\Delta U_{g_{1c}}$ — составляющая потери напряжения до поезда g_1 от нагрузки фиктивной подстанции в точке С (ее величина I_c определяется от нагрузок поездов, находящихся между подстанцией А и постом секционирования С и между постом секционирования С и подстанцией Б (см. рис. 12.4), по формулам для двустороннего питания контактной сети).

Если $l_{g_1} < l_c$, то

$$\Delta U_{g_{10}} = \frac{z'_1}{l_c} \left[(l_c - l_{g_1}) \sum_{h_1=1}^{g_1} I_{h_1} l_{h_1} + l_{g_1} \sum_{h_1=g_1+1}^{m_{c1}} I_{h_1} (l_c - l_{h_1}) \right] + \frac{(z'_1 - \Delta z'_1)}{l_c} \times \\ \times \left[(l_c - l_{g_1}) \sum_{h_2=1}^{g_2} I_{h_2} l_{h_2} + l_{g_1} \sum_{h_2=g_2+1}^{m_{c2}} I_{h_2} (l_c - l_{h_2}) \right]. \quad (12.22)$$

Если $l_{g_1} > l_c$, то все расстояния до нагрузок и поста секционирования берут от подстанции Б.

Составляющая потери напряжения $\Delta U_{g_{1c}}$ рассчитывается по формуле [5]

$$\Delta U_{g_{1c}} = z'_0 I_c \frac{l_{g_1} (l - l_c)}{l}. \quad (12.23)$$

При параллельной двусторонней схеме питания двухпутного участка расчет потери напряжения производится следующим образом: все нагрузки двухпутного участка переносятся на один эквивалентный путь с удельным сопротивлением тяговой сети z'_0 и с теми же координатами относительно подстанций А и Б. В дальнейшем расчет ведется по формулам двустороннего питания однопутного участка. Таким образом, в этом случае пренебрегаем взаимоиндуктивным влиянием нагрузок одного пути на потерю напряжения до нагрузок на другом пути.

МЕТОДЫ РАСЧЕТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

13.1. Принципы построения методов расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог и их классификация

Расчитать систему электроснабжения — это значит решить две задачи: определить ее параметры (к основным, как известно, относятся оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями, мощность тяговых подстанций, экономическое сечение контактной подвески (см. гл. 10)) и оценить технико-экономические показатели ее работы. Можно выделить три основные группы технико-экономических показателей работы системы электроснабжения:

1. Количество переработанной электроэнергии для питания тяговых и нетяговых нагрузок, потери электроэнергии в основных элементах системы (в тяговой сети и на тяговых подстанциях), вырабатываемая энергия рекуперации, в том числе энергия инвертирования.

2. Показатели, характеризующие качество электроэнергии, потребляемой тяговой и нетяговой нагрузками (потеря напряжения в тяговой сети и на тяговых подстанциях, фактический уровень напряжения на токоприемнике электровозов, надежность обеспечения

заданного уровня напряжения на токоприемнике, коэффициент мощности, несимметрия токов и напряжений).

3. Максимальные рабочие токи фидеров тяговых подстанций и постов секционирования, пунктов параллельного соединения, максимальные эффективные токи фидеров тяговых подстанций и выпрямительных агрегатов, потенциалы рельсов относительно земли, наведенные значения напряжений и токов в линиях связи.

Основным принципиальным отличием условий работы тяговых сетей от условий работы сетей со стационарными (неподвижными) нагрузками является непрерывное изменение во времени расположения нагрузок, их величины и числа на зоне питания. Это обуславливает резкопеременный и неустойчивый характер графиков нагрузки отдельных элементов системы. Поэтому методы расчета сетей со стационарными нагрузками не могут быть применимы для расчета тяговых сетей. Для расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог были разработаны специальные методы расчета, в которых в той или иной степени были учтены вышеуказанные особенности работы тяговых сетей [5, 17].

Существуют различные методы расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог. Но во всех предложенных методах расчета, начиная с самого простого и кончая наиболее сложным, используется одна и та же схема решения — от нахождения значений интересующих величин в отдельные моменты времени идут к получению их средних значений различного порядка и учету тех мгновенных значений, которые представляют интерес при проектировании и эксплуатации (это, как правило, экстремальные значения отдельных интересующих величин). В некоторых методах такой ход непосредственно используется при проведении расчетов (графические методы расчета), в других это имеет место при выводе расчетных формул.

В качестве исходных данных во всех методах применяется график движения поездов, заданный в явном или в неявном виде, и результаты тяговых расчетов, представленные зависимостями тока поезда и времени его хода в функции пути. Результаты тяговых расчетов во всех методах используются примерно одинаково. Учет характерных особенностей графика движения поездов производится по-разному. Поэтому в основу классификации методов расчета системы электроснабжения электрифицированных железных дорог положен способ учета характерных особенностей графика движения поездов.

Все методы расчета системы электроснабжения можно разбить на три группы [5]:

1. Методы расчета по заданному графику движения поездов (график движения задан в явном виде, в графическом изображении с использованием осей времени и пути).

2. Методы расчета по заданным размерам движения (график движения задан в неявном виде, без графического изображения).

3. Методы расчета системы электроснабжения на основе имитационной модели ее работы.

Появление каждого нового метода расчета означало более полное отображение действительных условий работы системы электроснабжения электрифицированных железных дорог.

Методы расчета системы электроснабжения по заданному графику движения поездов (13.2; 13.3; 13.4) данной группы основаны на получении и расчете целого ряда мгновенных схем расположения нагрузок (см. гл. 11, 12), рассматриваемых во временной последовательности с последующим графическим построением зависимостей интересующих показателей работы системы электроснабжения во времени и определением их отдельных характеристик.

13.2. Метод равномерного сечения графика движения поездов

Суть метода состоит в том, что на график движения поездов параллельно оси пути наносится ряд равноотстоящих друг от друга сечений с выбранным интервалом времени Δt , рис. 13.1, *a*. Каждому сечению соответствует конкретная мгновенная схема расположения нагрузок. На приведенном рисунке для одного пути двухпутного участка в пределах одной межподстанционной зоны длиной l , питаемой тяговыми подстанциями А и Б, приведены условный график движения поездов с нумерацией ниток поездов и кривая поездного тока в функции пути $I = f(L)$ для заданного расчетного периода T .

Рассматривая весь ряд полученных таким образом мгновенных схем, можно построить зависимость интересующего показателя работы системы электроснабжения (ток, потеря напряжения, напряжение, потеря мощности и энергии и т.д.) от времени.

Построим кривую изменения тока подстанции А для заданного расчетного периода T . Для этого на график движения

с выбранным интервалом времени Δt на протяжении всего расчетного периода нанесем ряд сечений, равномерно расположенных во времени. Пронумеруем данные сечения. Первое из них, соответствующее моменту времени t_1 и принятое за начальное, проведено через начало координат (см. рис. 13.1, а). Этому сечению соответствует мгновенная схема расположения нагрузок, приведенная на рис. 13.1, б. Параметры данной мгновенной схемы: токи поездов I_1, I_3, I_5 и расстояния до них от подстанции А l_1, l_3, l_5 берутся с кривой поездного тока и графика движения. Расчет ее позволяет определить ток подстанции А для рассматриваемого момента времени I_{A_1} . Аналогичным образом определяется ток подстанции А для остальных моментов времени t_2, t_3 и т.д. (см. рис. 13.1, б). Найденные значения тока подстанции А для отдельных моментов времени позволяют построить кривую изменения тока во времени $I_A = f(t)$ для заданного периода времени, рис. 13.1, в. На этом же рисунке в качестве примера приведена кривая изменения потери напряжения до токоприемника электровоза поезда № 9, обусловленная сопротивлением тяговой сети за время его хода по межподстанционной зоне $\Delta U_9 = f(t)$. Построение зависимости осуществляется по результатам расчета мгновенных схем, соответствующих моментам времени t_3-t_6 , предусматривающего определение потери напряжения до указанной нагрузки.

Достоинством метода равномерного сечения графика движения является его простота.

К недостаткам относят:

1. Точность метода определяется величиной отрезка времени Δt (шага расчета): однозначно, чем меньше его величина, тем выше точность расчета. Дать конкретные рекомендации по выбору значения Δt практически невозможно.

2. Трудоемкость расчета, особенно при малом значении Δt , большом расчетном периоде T , более сложных схемах питания контактной сети и протяженном участке, когда рассматривается несколько межподстанционных зон, очень велика.

3. Данный метод не позволяет оценить экстремальные значения (максимум, минимум) интересующих величин, потому что при получении сечений графика движения моменты резкого изменения поездного тока, как правило, из внимания выпадают. Поэтому он может быть использован для нахождения с определенной точностью только средних значений интересующих показателей работы системы электроснабжения.

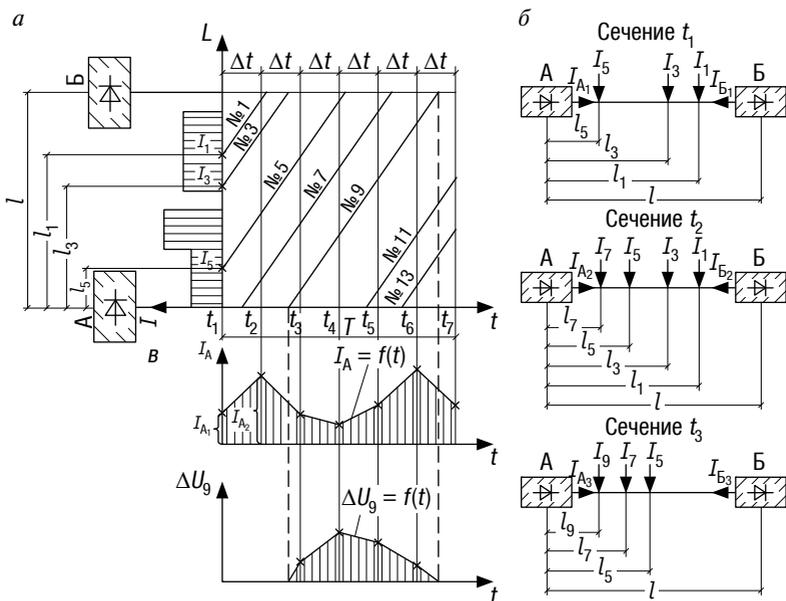


Рис. 13.1. Построения при методе равномерного сечения графика движения поездов:

- a* — условный график движения и кривая поездного тока;
б — мгновенные схемы расположения нагрузок; *в* — кривые изменения тока подстанции А и потери напряжения в тяговой сети до поезда № 9

13.3. Метод характерных сечений графика движения поездов

Данный метод расчета системы электроснабжения позволяет устранить один из основных недостатков метода равномерного сечения графика движения поездов, связанный с определением экстремальных значений интересующих величин. Расчетные моменты времени, соответствующие определенным мгновенным схемам расположения нагрузок, выбираются не произвольно, а так, чтобы в рассмотрение попали все значительные изменения поездного тока. Для этого на кривой тока поезда намечаются так называемые «характерные» точки, отмечающие места резкого изменения величины тока или характера его изменения, через которые проводятся прямые, параллельные оси времени графика движения до пересечения с нитками графика движения на протяжении всего расчетного периода T , рис. 13.2.

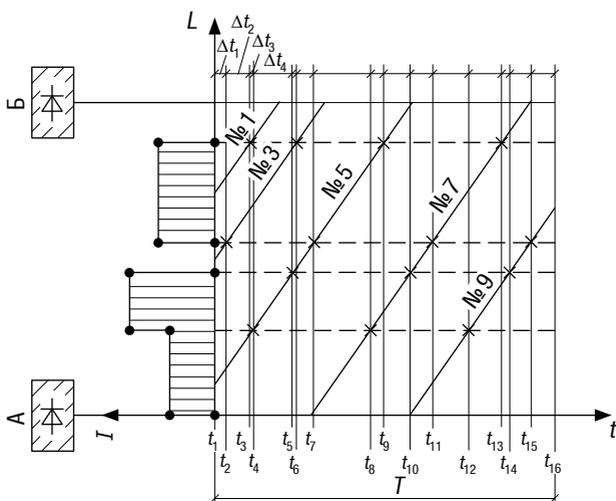


Рис. 13.2. Определение расчетных моментов времени для получения мгновенных схем расположения нагрузок в методе характерных сечений графика движения

Как и в предыдущем методе расчета, на рис. 13.2 рассмотрен один путь двухпутного участка в пределах одной межподстанционной зоны, питаемой тяговыми подстанциями А и Б, при раздельной схеме питания контактной сети. Для этого случая приведен условный график движения поездов для заданного расчетного периода времени T с нумерацией ниток графика движения и кривой поездного тока $I = f(L)$, на которой жирными точками выделены ее «характерные» точки. Через каждую точку проведена пунктирная прямая линия до пересечения со всеми нитками графика движения. Пересечения выделены крестиками (см. рис. 13.2), они и определяют моменты времени, для которых необходимо произвести расчет мгновенных схем расположения нагрузок. После проведения линий, параллельных оси пути графика движения, получаем ряд сечений, пронумерованных во временной последовательности от t_2 до t_{15} (см. рис. 13.2). Сечения, соответствующие началу и концу расчетного периода T , обозначены как t_1 и t_{16} . Дальнейшая процедура использования данного метода та же, что и в методе равномерного сечения графика движения (см. 13.2). В большинстве получаемых мгновенных схем отдельные нагрузки будут иметь два значения тока. Поэтому расчет таких мгновенных схем выполняется дважды: сначала с одним значением тока

поезда, которое является первоначальным по ходу движения поезда, затем со вторым. Сечения, проведенные через точки пересечения с нитками графика движения, могут располагаться в непосредственной близости друг от друга. В этом случае их допускается объединять [5, 17].

13.4. Метод непрерывного исследования графика движения поездов

В отличие от двух предыдущих методов расчета системы электроснабжения по заданному графику движения поездов рассматриваемый метод позволяет рассчитывать систему электроснабжения, не прибегая к получению и расчету мгновенных схем расположения нагрузок [5]. Рассмотрим это применительно к нагрузкам фидеров тяговых подстанций.

Однопутный участок, схема одностороннего питания. Суть данного метода для рассматриваемой задачи состоит в том, что необходимо кривую тока для каждого поезда расчетного периода T (находящегося на зоне питания подстанции), заданную в функции пути, перестроить в функции времени. Затем, суммируя перестроенные кривые токов отдельных поездов во времени, получают кривую тока подстанции. К случаю одностороннего питания однопутного участка может быть отнесен случай одностороннего питания двухпутного участка при раздельной схеме питания контактной сети (см. 1.5), когда работа каждого его пути с точки зрения нагрузки фидеров подстанции может быть рассмотрена как работа однопутного участка с односторонним движением поездов. Необходимые построения, поясняющие метод непрерывного исследования графика движения, приведены именно для этой схемы питания.

Итак, рассматривается один путь двухпутного участка, питаемый тяговой подстанцией А. Для этого случая на рис. 13.3, а приведены чисто условный упрощенный график движения поездов для расчетного периода T с нумерацией ниток графика движения и кривая поездного тока $I=f(L)$.

За период T по рассматриваемому участку (на оси L выделен жирно) проходят два поезда с номерами 1 и 3. Для каждого поезда за время хода по участку в пределах расчетного периода T кривая потребляемого ими тока перестроена в функции времени. Перестроение осуществляется с использованием характерных точек

кривой поездного тока в функции пути с фиксацией величины тока в этих точках: для рассматриваемого случая это ординаты тока I_1 и I_2 (см. рис. 13.3, б), что показано для поезда № 1 мелким пунктиром, а для поезда № 3 — пунктиром. Суммируя две кривые, получаем для приведенной схемы питания участка график нагрузки фидера тяговой подстанции А, изображенной жирной линией, $I_A = f(t)$.

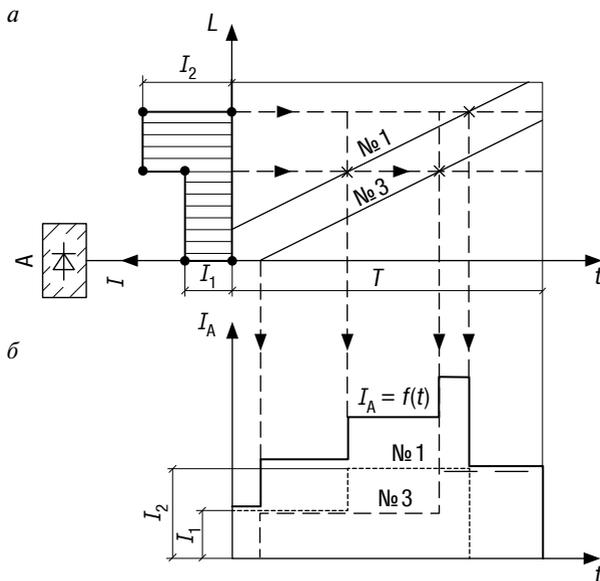


Рис. 13.3. Построение кривой тока фидера подстанции при одностороннем питании однопутного участка:
a — упрощенный график движения поездов;
б — перестроенные кривые тока поездов в функции времени и кривая тока фидера подстанции А

Однопутный участок, схема двустороннего питания. При двустороннем питании контактной сети прежде чем строить кривые изменения тока фидеров тяговых подстанций, кривую поездного тока необходимо разделить между тяговыми подстанциями. Деление может быть выполнено с использованием метода пропорционального деления отрезка [5]. Рассмотрим межподстанционную зону АБ длиной l , на которой в произвольной точке пути β , находящейся на расстоянии l_A от подстанции А и расстоянии l_B от подстанции Б, ток поезда равен I , рис. 13.4. Обозначим отрезок, соответствующий этому току, как ab . Снесем точку a рассматриваемой

ординаты тока I на ось подстанции А. Полученную точку на оси соединим с концом межподстанционной зоны (см. рис. 13.4). В результате отрезок ab разделится на два: av и bv . Рассматривая соответствующие треугольники и исходя из их подобия, можно записать, что (см. рис. 13.4)

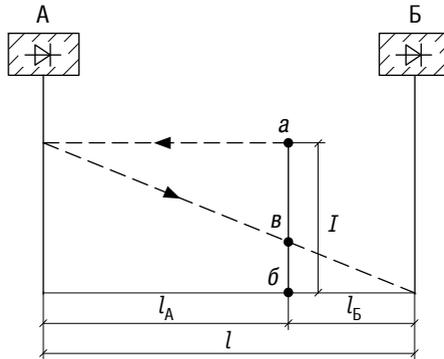


Рис. 13.4. К разделу ординаты тока поезда между смежными тяговыми подстанциями

$$\frac{av}{bv} = \frac{l_A}{l_B}. \quad (13.1)$$

Перепишем выражение (13.1) следующим образом:

$$\frac{av}{ab - av} = \frac{l_A}{l - l_A}. \quad (13.2)$$

Тогда

$$av = ab \frac{l_A}{l}. \quad (13.3)$$

Учитывая, что отрезок ab представляет ток поезда в точке b и правило распределения токов поездов между смежными тяговыми подстанциями (см. 11.3), получим, что отрезок av — это часть тока поезда I , приходящаяся на подстанцию Б. Тогда отрезок bv — это часть тока поезда, которая придется на подстанцию А.

С учетом выводов, сделанных на основе анализа выражения (13.3), покажем, как осуществляется раздел всей кривой поездного тока между смежными тяговыми подстанциями. Кривая поездного тока на межподстанционной зоне АБ, показанная

сплошной линией, для одного из направлений движения приведена на рис. 13.5. На ней выделяются точки, в которых происходит изменение величины тока или характера его изменения. Все точки последовательно сносятся на ось тяговой подстанции А (показано стрелками) с последующим соединением полученных отметок на оси подстанции А с концом межподстанционной зоны. Каждая получаемая наклонная линия делит соответствующую ординату тока поезда на две части, определяющие, какая часть тока поезда в данной точке приходится на ту или иную подстанцию. Точки раздела каждой ординаты тока выделены крестиками (см. рис. 13.5). Соединяя пунктирной линией все отмеченные точки раздела, получаем линию раздела кривой поездного тока между подстанциями. Нижняя (заштрихованная) часть кривой поездного тока относится к тяговой подстанции А, а верхняя — к тяговой подстанции Б, рис. 13.5. Если ток поезда на том или ином элементе пути изменяется по линейной зависимости и длина элемента составляет несколько километров, а скорость изменения тока на нем большая, то для более точного раздела кривой поездного тока между подстанциями необходимо на этом элементе пути взять несколько точек, для которых ординату также следует разделить между подстанциями. Для построения линии раздела кривой поездного тока между смежными подстанциями может быть использована ось любой тяговой подстанции рассматриваемой межподстанционной зоны. Приведенное построение раздела кривой тока поезда между смежными подстанциями предполагает, что напряжения на шинах подстанций одинаковы, а сечение контактной подвески неизменно по длине межподстанционной зоны. При неравенстве напряжений на шинах подстанций положение точек раздела рассматриваемых ординат тока должно быть откорректировано на величину уравнивающего тока, обусловленного имеющим место неравенством напряжений (см. 11.3). При переменном сечении контактной подвески по длине межподстанционной зоны точка раздела ординаты тока в характерных точках кривой поездного тока определяется не путем графического построения, а исходя из того, что ток поезда в любой точке межподстанционной зоны в самом общем случае распределяется между тяговыми подстанциями обратно пропорционально сопротивлению до этих подстанций (см. 11.3). Описанный раздел кривой поездного тока между подстанциями производится для нечетного и четного направлений движения. Далее построение кривых изменения тока фидеров подстанций выполняется так же, как

и в случае одностороннего питания, только в функции времени перестраивается не вся кривая поездного тока, а та ее часть, которая относится к интересующей подстанции. Это касается кривой поездного тока обоих направлений движения.

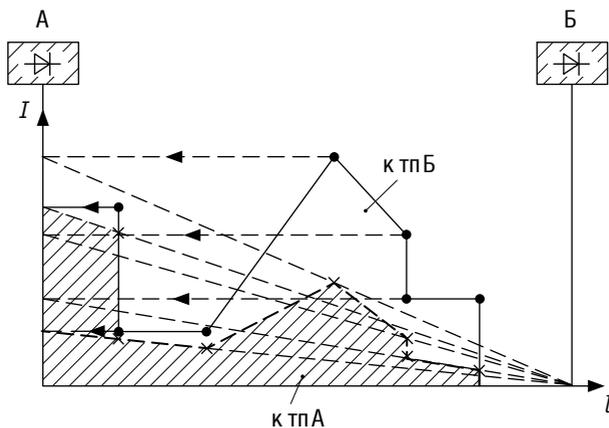


Рис. 13.5. Раздел кривой поездного тока между смежными тяговыми подстанциями

Двухпутный участок, случай двустороннего питания. При **раздельной** схеме питания контактной сети каждый путь с точки зрения определения нагрузок фидеров тяговых подстанций рассматривается независимо от другого. Для каждого пути кривая поездного тока делится между тяговыми подстанциями точно так же, как и для случая двустороннего питания однопутного участка, т.е. поезда, находящиеся на том или ином пути межподстанционной зоны, получают питание от одного из фидеров каждой тяговой подстанции.

При узловой и параллельной схемах питания контактной сети поезд, находящийся на любом из путей, получает питание от обоих фидеров обеих подстанций. Определение нагрузки фидеров в этом случае здесь не приводится, его можно найти в [6, 17].

Графики нагрузки тяговых подстанций за расчетный период времени получаются суммированием графиков нагрузок всех фидеров рассматриваемой подстанции. Имея графики нагрузок фидеров, можно графическими построениями получить графики потерь напряжения в тяговой сети до нагрузок, а также графики потерь мощности в тяговой сети межподстанционной зоны [17].

Последние процедуры не так просты, поэтому практически не применяются. Указанные показатели работы системы электроснабжения проще определить методом характерных сечений графика движения.

Применение методов расчета системы электроснабжения по заданному графику движения поездов при длительном расчетном периоде T требует очень больших затрат времени. Их использование без применения ЭВМ (а это сделать непросто) в какой-то степени может быть оправдано при достаточно коротком расчетном периоде. Это, в частности, имеет место при движении поездов на двухпутном участке с минимальным межпоездным интервалом, который колеблется в пределах 6–10 мин [2]. При таком режиме движения поездов в кривых изменения показателей работы системы электроснабжения во времени имеет место повторяющаяся цикличность, равная минимальному межпоездному интервалу, который в данном случае является расчетным периодом [5].

13.5. Метод равномерно распределенной нагрузки

Данный метод расчета системы электроснабжения, в отличие от методов расчета предыдущей группы, является чисто аналитическим. Он не требует наличия конкретного графика движения поездов в графическом изображении. В нем в качестве данных, характеризующих график движения поездов, выступают суточные размеры движения поездов, значение минимального межпоездного интервала, времена хода по зонам питания, данные, характеризующие возможность появления того или иного числа поездов, одновременно находящихся на зонах питания, т.е. график движения поездов используется в неявном виде.

Разработка такого метода была вызвана очень большой трудоемкостью методов расчета по заданному графику движения поездов и желанием отказаться от использования графика движения непосредственно в графическом виде.

Суть его состоит в том, что переменная по величине и месту расположения тяговая нагрузка заменяется постоянно действующей равномерно распределенной по длине зоны. Ее величина определяется таким образом, чтобы общая нагрузка на зоне питания за расчетный период была равна заданной. Величина равномерно распределенной нагрузки i , размерность которой А/км, определяется по формуле

$$i = \frac{A_T}{TUl}, \quad (13.4)$$

где A_T — расход электроэнергии на движение всех поездов по зоне питания за расчетный период T ;

U — расчетное напряжение на токоприемнике электроваза;

T — расчетный период;

l — длина зоны питания.

Покажем, как метод равномерно распределенной нагрузки реализуется для однопутного участка постоянного тока.

Случай одностороннего питания межподстанционной зоны. Расчетная схема для рассматриваемого случая приведена на рис. 13.6.

Нагрузка тяговой подстанции I_A постоянна во времени и равна

$$I_A = il. \quad (13.5)$$

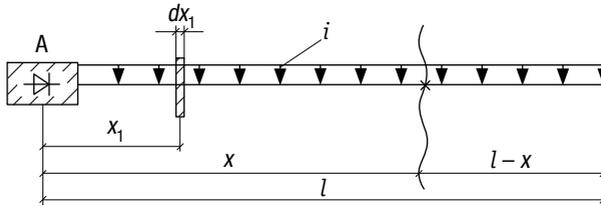


Рис. 13.6. Расчетная схема метода равномерно распределенной нагрузки при одностороннем питании контактной сети

Потеря напряжения в тяговой сети до точки, находящейся на расстоянии x от подстанции, ΔU_x может быть определена как сумма двух слагаемых [5]

$$\Delta U_x = \Delta U'_x + \Delta U''_x, \quad (13.6)$$

где $\Delta U'_x$ — потеря напряжения до рассматриваемой точки от нагрузок, расположенных до этой точки;

$\Delta U''_x$ — то же самое от нагрузок, расположенных за рассматриваемой точкой.

Величина $\Delta U''_x$ может быть найдена по формуле

$$\Delta U''_x = i(l-x)rx, \quad (13.7)$$

где r — удельное сопротивление тяговой сети.

Для нахождения $\Delta U'_x$ выделим на расчетной схеме до рассматриваемой точки тяговой сети элементарно малый отрезок пути dx_1 , находящийся на расстоянии x_1 от тяговой подстанции. В пределах данного отрезка тяговой сети нагрузку можно рассматривать как сосредоточенную. Тогда

$$\Delta U'_x = \int_0^x d\Delta U'_{x_1}, \quad (13.8)$$

где $\Delta U'_{x_1}$ — потеря напряжения до рассматриваемой точки тяговой сети, обусловленная нагрузкой элементарно малого отрезка пути dx_1 .

Потеря напряжения $d\Delta U'_{x_1}$ равна

$$d\Delta U'_{x_1} = idx_1 \cdot rx_1. \quad (13.9)$$

Подставляя (13.9) в (13.8), получаем

$$\Delta U'_x = \int_0^x irx_1 dx_1. \quad (13.10)$$

Используя (13.6), (13.7), (13.10) и интегрируя, окончательно будем иметь

$$\Delta U'_x = ir \left(lx - \frac{x^2}{2} \right). \quad (13.11)$$

Потерю мощности, обусловленную нагрузкой элементарно малого отрезка пути dx , $d\Delta P_x$, можно записать

$$d\Delta P_x = idx \cdot \Delta U'_x. \quad (13.12)$$

В целом для рассматриваемой зоны питания потеря мощности в тяговой сети ΔP равна

$$\Delta P = \int_0^l d\Delta P_x. \quad (13.13)$$

Подставляя в (13.13) выражения (13.12) и (13.11) и интегрируя, окончательно получаем

$$\Delta P = \frac{1}{3} i^2 r l^3. \quad (13.14)$$

Случай двустороннего питания фидерной зоны. При схеме двустороннего питания межподстанционной зоны длиной l_1 она условно по средней точке делится на две схемы одностороннего питания длиной $l_1/2$ каждая. Расчет их выполняется по формулам (13.5), (13.11) и (13.14) с заменой в них расстояния l на $l_1/2$ с последующим удвоением потери мощности ΔP .

Замена сосредоточенных нагрузок равномерно распределенной и неучет изменения числа поездов, одновременно находящихся на зоне питания, приводят к тому, что рассматриваемый метод расчета при оценке средних значений величин дает результаты с определенной погрешностью и не позволяет определять максимальные и минимальные значения расчетных величин, а при малом числе поездов за расчетный период он дает большую погрешность и при оценке средних значений интересующих величин. Поэтому он применяется редко, используется для решения задач, не требующих большой точности, и для оценки качественного изменения величин по длине зоны питания.

Дальнейшее развитие методов расчета системы электроснабжения происходило по пути перехода к учету сосредоточенности тяговых нагрузок. Но в абсолютном большинстве методов число поездов, одновременно находящихся на межподстанционной зоне, принималось неизменным и равным среднему [5]. В одном из таких методов предполагалось, что поезда находятся на равных расстояниях друг от друга, они однотипны и потребляют постоянно средний ток за время хода по зоне питания. В другом, более совершенном с точки зрения отражения действительной картины работы системы электроснабжения, токи поездов принимались изменяющимися во времени и оценивались средними и средними квадратическими (эффективными) значениями за время хода по межподстанционной зоне, но взаимное расположение поездов не ограничивалось никакими соображениями. Принятые допущения, одно из которых завышало результаты расчета, а другое — занижало, в конечном итоге привели к тому, что средние значения интересующих величин определялись с удовлетворительной точностью. Но неучет числа поездов, одновременно находящихся на межподстанционной зоне, не позволяет находить максимальные и минимальные значения интересующих величин и дает заниженные значения величин, зависящих от числа поездов в квадрате [5]. Эти недостатки были ликвидированы в методе расчета системы электроснабжения с учетом неравномерности движения поездов. Перспективен метод расчета на основе имитационной модели ее работы [6].

ГЛАВА 14

ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ТЯГОВОЙ СЕТИ

14.1. Основные исходные положения

Причины и последствия коротких замыканий в тяговой сети. Контактная сеть работает под воздействием целого ряда факторов (механических, метеорологических, химических и др.) и является нерезервируемым элементом системы электроснабжения. Поэтому к защите контактной сети от токов короткого замыкания (к.з.) предъявляются особо жесткие требования, чтобы гарантировать высокую надежность ее работы. Рассмотрим базовые положения, связанные с работой основных видов защиты от токов короткого замыкания в тяговой сети, применяемых в настоящее время.

Все причины, вызывающие короткое замыкание в тяговой сети, условно можно разделить на две группы: причины случайного характера и причины эксплуатационного характера. К причинам случайного характера можно отнести перекрытие изоляторов контактной сети из-за чрезмерных атмосферных и коммутационных перенапряжений, соприкосновение частей контактной сети, находящихся под напряжением, с ее заземленными частями в результате стихийных бедствий, нарушение целостности ограничителей перенапряжения контактной сети. Причины эксплуатационного

характера более многочисленны: перекрытие изоляторов контактной сети вследствие нарушения их электрической прочности из-за загрязнения и механических повреждений, неправильное взаимодействие контактной подвески и токоприемника электропровода из-за неправильной их регулировки, разрушение конструкций и проводов контактной сети, возникающее при неправильной их регулировке, недопустимом нагружении и понижении их прочности в эксплуатации, ошибочные действия обслуживающего персонала, касание контактной сети кранами и механизмами.

Опасны как большие, так и малые токи короткого замыкания. При больших токах короткого замыкания возникают большие электродинамические усилия, приходящиеся на оборудование тяговых подстанций, в частности, на трансформаторы, приводящие к смещению их обмоток как в осевом, так и в радиальном направлениях. При малых токах короткого замыкания при длительном их протекании возможны отжиг проводов контактной сети и пережог их в месте короткого замыкания, которое, как правило, сопровождается дугой.

Классификация защит от токов короткого замыкания в тяговой сети и требования, предъявляемые к ним. В зависимости от физического признака, используемого для выделения короткого замыкания, различают следующие основные виды защит [15]:

1. Токовая (реагирует на величину тока).
2. По минимальному напряжению (реагирует на величину напряжения).
3. Реагирующая на скорость нарастания тока dI/dt .
4. Реагирующая на приращение (бросок) тока ΔI .
5. Дистанционная (реагирует на величину сопротивления Z).
6. Реагирующая на угол сдвига между напряжением и током φ .
7. Защита, реагирующая на форму тока (процентное содержание высших гармоник).

Защиты, указанные в пунктах 1, 2, 4 и 5, применяются как на участках постоянного, так и переменного тока. Только на участках постоянного тока защита, указанная в пункте 5, носит название «защита по сопротивлению» [24]. Защита, реагирующая на скорость нарастания тока, применяется только на участках постоянного тока, а защиты, указанные в пунктах 6 и 7, — только на участках переменного тока.

Основные требования, предъявляемые к защитами от токов короткого замыкания для обеспечения ее правильного функционирования [24]:

1. Надежное отключение короткого замыкания (срабатывание при коротком замыкании в защищаемой зоне).

2. Отсутствие ложных срабатываний (несрабатывание при отсутствии короткого замыкания в защищаемой зоне).

3. Селективность (несрабатывание при коротком замыкании за пределами зоны защиты).

4. Быстродействие (время отключения короткого замыкания должно исключать его отрицательные последствия).

При удовлетворении этих требований предпочтение следует отдавать тем защитам, которые требуют минимального ухода в эксплуатации, в меньшей степени подвержены разрегулировке и связаны с меньшими затратами средств.

Общие положения по выбору уставок защиты. С точки зрения выбора уставок защит от токов к.з. все защиты можно условно разделить на две группы: I группа — защиты, реагирующие на величины, возрастающие при коротком замыкании (например, ток I , приращение (бросок) тока ΔI , скорость нарастания тока dI/dt , угол сдвига между напряжением и током φ , мощность S), и II группа — защиты, реагирующие на величины, уменьшающиеся при коротком замыкании (например, напряжение U , сопротивление Z , процентное содержание высших гармоник). Следует иметь в виду, что при современном электроподвижном составе максимальные значения скорости нарастания тока и приращения тока в отдельных случаях соизмеримы с минимальными значениями данных показателей при коротком замыкании [24].

Любая защита от токов к.з. должна надежно отключать короткое замыкание и не срабатывать при рабочем режиме.

Поэтому для гарантии надежного отключения короткого замыкания при определении уставки любой защиты вводится коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для защит I группы он представляет собой отношение минимального значения физической величины при коротком замыкании, на которую реагирует защита, $A_{\text{кmin}}$ к уставке защиты A_{y} [25]

$$k_{\text{ч}} = \frac{A_{\text{кmin}}}{A_{\text{y}}}. \quad (14.1)$$

Для защиты II группы коэффициент чувствительности представляет собой отношение уставки защиты A_{y} к максимальному значению физической величины, на которую реагирует защита, при коротком замыкании $A_{\text{кmax}}$

$$k_{\text{ч}} = \frac{A_y}{A_{\text{кmax}}}. \quad (14.2)$$

Для гарантии отсутствия ложных срабатываний защиты при рабочем режиме вводится коэффициент надежности $k_{\text{н}}$ (иногда он называется коэффициентом запаса [80]). Для защит I группы он представляет отношение уставки защиты A_y к максимальному значению физической величины, на которую реагирует защита, при рабочем режиме $A_{\text{рmax}}$ [25]

$$k_{\text{н}} = \frac{A_y}{A_{\text{рmax}}}. \quad (14.3)$$

Для защит II группы коэффициент надежности есть отношение минимального значения физической величины, на которую реагирует защита, при рабочем режиме $A_{\text{рmin}}$ к уставке защиты A_y

$$k_{\text{н}} = \frac{A_{\text{рmin}}}{A_y}. \quad (14.4)$$

В самом общем случае выбор уставки для защит I и II групп определяется соответственно следующими соотношениями:

$$A_{\text{рmax}} < A_y < A_{\text{кmin}} \text{ и } A_{\text{кmax}} < A_y < A_{\text{рmin}}. \quad (14.5)$$

С учетом (14.1), (14.3) и (14.5) окончательно для защит I группы получаем следующее общее выражение для определения уставки:

$$k_{\text{н}} A_{\text{рmax}} \leq A_y \leq \frac{A_{\text{кmin}}}{k_{\text{ч}}}. \quad (14.6)$$

Для защит II группы, используя (14.2), (14.4) и (14.5), будем иметь

$$k_{\text{ч}} A_{\text{кmax}} \leq A_y \leq \frac{A_{\text{рmin}}}{k_{\text{н}}}. \quad (14.7)$$

Зная, к какой группе относится та или иная защита и используя выражение (14.6) или (14.7), легко написать условие выбора уставки для любой защиты, заменяя символ A на обозначение физической величины, на которую реагирует защита.

14.2. Токовая защита от токов короткого замыкания на участках постоянного тока

Токовая защита основана на сопоставлении величины тока, протекающего по фидеру, с величиной тока уставки. При превышении последней защита срабатывает.

На участках постоянного тока защита осуществляется при помощи автоматических быстродействующих выключателей (БВ), которые являются, включая реле РДШ у отдельных типов выключателей, и реагирующим, и исполнительным органом защиты.

Защита от токов к.з. на межподстанционной зоне при помощи БВ на фидерах тяговых подстанций является наиболее простым вариантом защиты, рис. 14.1.

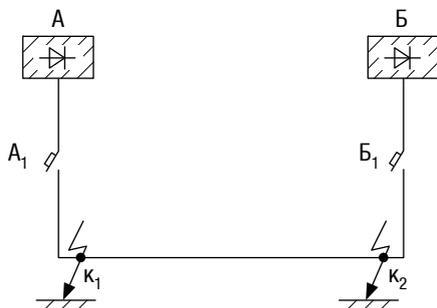


Рис. 14.1. Защита от токов к.з. с помощью БВ на фидерах тяговых подстанций

Кривая изменения тока к.з. I_k во времени, протекающего по фидеру, при отсутствии тяговой нагрузки на зоне питания, приведена на рис. 14.2. Она описывается выражением

$$I_k = I_{к.у} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_k}} \right), \quad (14.8)$$

где $I_{к.у}$ — установившееся значение тока к.з.;

T_k — постоянная времени цепи короткого замыкания.

Постоянная времени цепи короткого замыкания, характеризующая скорость изменения тока к.з., определяется отношением

$$T_k = \frac{L_k}{R_k}, \quad (14.9)$$

где L_k и R_k — соответственно индуктивность и активное сопротивление контура к.з.

Графически постоянная времени цепи короткого замыкания представляет отрезок, отсекаемый касательной, проведенной к начальной точке кривой тока к.з., на горизонтальной линии, соответствующей установившемуся значению тока к.з. (см. рис. 14.2).

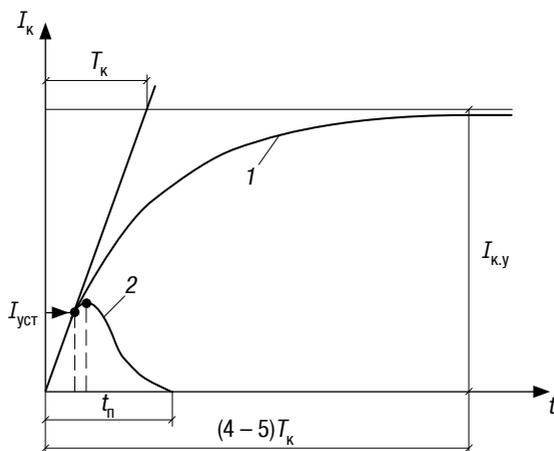


Рис. 14.2. Кривая изменения:
1 — тока короткого замыкания; 2 — кривая,
характеризующая процесс отключения БВ
при коротком замыкании

Величина T_k составляет 0,02–0,1 с [24, 25].

Кривая изменения тока, протекающего через БВ фидера подстанции при коротком замыкании на зоне и его срабатывании после достижения током короткого замыкания уставки быстродействующего выключателя I_y , приведена на рис. 14.2. Полное время отключения БВ равно $t_{п}$ (см. рис. 14.2). На фидерах тяговых подстанций ранее устанавливались выключатели АБ-2/4, ВАБ-28, чуть позднее ВАБ-43 и ВАБ-49. Сейчас к установке рекомендуется выключатель ВАБ-206. Были разработаны выключатели ВАБ-70, 73, 77. Полное время отключения короткого замыкания $t_{п}$ колеблется от 0,025 с у современных БВ до 0,08 с у БВ более ранних выпусков при собственном времени их срабатывания (отрезок по оси времени между вертикальными пунктирными линиями, см. рис. 14.2) 0,005–0,008 с [24, 25]. На фидерах тяговых подстанций устанавливают по два БВ, соединенных последовательно,

для увеличения величины максимально отключаемого тока (отключающей способности). При применении выключателя ВАБ-206 допускается установка одного БВ.

Уставка БВ определяется исходя из того, что токовая защита с точки зрения выбора уставки относится к защитам I группы (см. 14.1). Поэтому, используя выражение (14.6), для нее можно записать

$$k_H I_{p_{\max}} \leq I_y \leq \frac{I_{k_{\min}}}{k_{\text{ч}}}. \quad (14.10)$$

Отсюда

$$I_{k_{\min}} \geq k_H k_{\text{ч}} I_{p_{\max}}. \quad (14.11)$$

Если выполняется выражение (14.11), то это означает, что защита рассматриваемой зоны питания от токов к.з. обеспечена. Затем рассчитывается величина тока уставки.

Для быстродействующих выключателей разницу между $I_{k_{\min}}$ и $I_{p_{\max}}$, гарантирующую защиту зоны питания, предложено задавать в абсолютном выражении [9]. Поэтому формулу (14.11) записывают в следующем виде:

$$I_{k_{\min}} \geq I_{p_{\max}} + 300 \text{ А}. \quad (14.12)$$

Проведенные исследования показали, что разница в 300 А между $I_{k_{\min}}$ и $I_{p_{\max}}$ является заниженной. Правильно ее принять не менее 500 А [26]. Саму же уставку БВ выбирают на основе следующих соотношений [26]:

$$1,1 I_{p_{\max}} \leq I_y \leq I_{k_{\min}} - 250 \text{ А}. \quad (14.13)$$

Расчетной точкой короткого замыкания для определения $I_{k_{\min}}$ является точка около соседней подстанции. Уровневая диаграмма, построенная на основе (14.13), приведена на рис. 14.3. На ней показан рекомендуемый интервал для выбора значения тока уставки быстродействующего выключателя.

Если разница между $I_{k_{\min}}$ и $I_{p_{\max}}$ незначительно превышает нормативную 300 (или 500 А) и выбрать уставку по (14.13) не удастся, то ее следует определять по выражению [26]

$$I_y = I_{p_{\max}} + \frac{1}{3}(I_{k_{\min}} - I_{p_{\max}}). \quad (14.14)$$

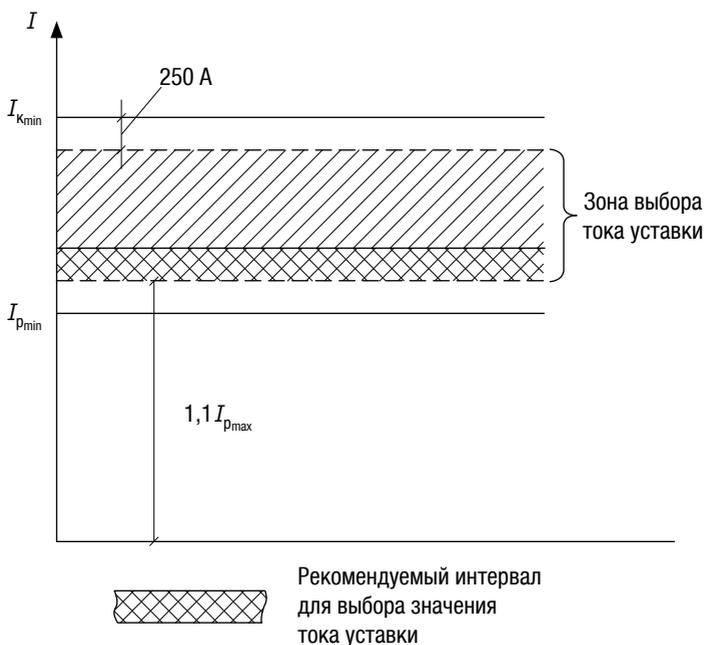


Рис. 14.3. К выбору уставки быстродействующего выключателя

Условие, определяющее возможность защиты от токов к.з. в тяговой сети по всей длине межподстанционной зоны, описывается выражением (14.12). Если оно не выполняется, то это означает, что не вся зона защищена от токов к.з. Появляются так называемые «мертвые» зоны защиты около тяговых подстанций. При коротком замыкании в «мертвых» зонах защита не срабатывает. Длина зон может быть разной.

Основной способ ликвидации «мертвых» зон — установка постов секционирования (ПСК) с двумя поляризованными БВ в средней части межподстанционной зоны, рис. 14.4, а. Быстродействующие выключатели, установленные на ПСК, срабатывают при направлении тока к.з. от его шин в контактную сеть.

При установке поста секционирования межподстанционная зона с точки зрения условий защиты от токов к.з. делится на две примерно равные части: первая ограничивается выключателями A_1 и C_1 , вторая — C_2 и B_1 (см. рис. 14.4, а). При коротком замыкании в любой точке первой части зоны срабатывают только выключатели A_1 и C_1 , при коротком замыкании во второй части — выключатели

C_2 и B_1 . Рассмотрим выключатель A_1 , выделенный на рис. 14.4, *a*. При отсутствии ПСК расчетной точкой для определения $I_{K_{\min}}$ для данного выключателя является точка K_1 , а при его наличии — точка K_2 . В последнем случае ток $I_{K_{\min}}$ увеличивается почти в два раза и условие (14.12), как правило, выполняется, так как ток $I_{P_{\max}}$ останется прежним.

a

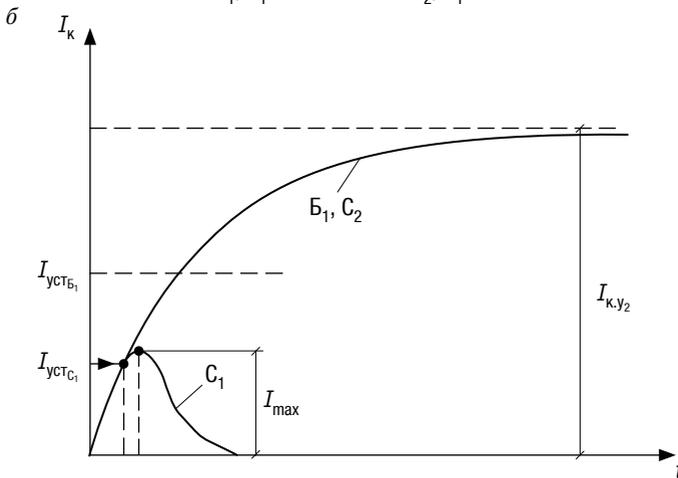
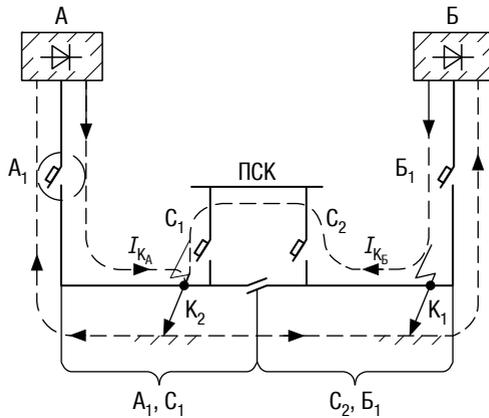


Рис. 14.4. Защита от токов к.з. при помощи поста секционирования:
a — схема защиты; *б* — кривые тока к.з. для отдельных выключателей при коротком замыкании в точке K_2

Рассмотрим, за счет чего обеспечивается селективность срабатывания выключателей на межподстанционной зоне. Пусть короткое замыкание произошло при отсутствии тяговой нагрузки на зоне в точке K_2 , расположенной за постом секционирования. По условиям селективности должны сработать выключатели A_1 и C_1 . Но при коротком замыкании в указанной точке создаются потенциальные условия для неселективного срабатывания выключателя B_1 , так как в начальный момент короткого замыкания создаются два контура, по которым протекает ток к.з., а расчетным расстоянием для определения $I_{K_{\min}}$ для выключателя B_1 является расстояние от подстанции Б до ПСК. По одному из контуров протекает ток I_{KA} , по другому — I_{KB} (см. рис. 14.5, а). Выключатель C_2 на ПСК не сработает, так как он поляризованный. Чтобы определить, какой из двух выключателей C_1 или B_1 сработает первым, необходимо учесть, что уставка выключателей на ПСК в 2–2,5 раза меньше, чем уставка выключателей на фидерах подстанций. Это обусловлено тем, что максимальные рабочие токи фидеров ПСК значительно меньше, чем рабочие токи фидеров подстанций. Поэтому ток к.з. сначала достигнет величины тока уставки выключателя C_1 поста секционирования. На рис. 14.4, б по оси ординат указана уставка выключателя C_1 поста секционирования $I_{уст_{C_1}}$ и уставка выключателя B_1 фидера подстанции $I_{уст_{B_1}}$. Через выключатели B_1 , C_2 и C_1 протекает один и тот же ток, кривая его изменения при условии несрабатывания выключателя C_1 приведена на рисунке. Ток к.з., протекая по выключателю C_1 , достигает его уставки, вызывая срабатывание. Выключатель B_1 неселективно не сработает, так как его уставка $I_{уст_{B_1}}$ меньше максимального тока, протекающего через выключатель C_1 при его отключении, I_{\max} (см. рис. 14.4, б).

Таким образом, селективность срабатывания выключателей подстанций и поста секционирования обеспечивается за счет трех условий: применения на постах секционирования поляризованных БВ, значительного превышения токов уставок БВ на фидерах подстанций уставок БВ на фидерах ПСК и хорошего быстродействия (малого времени отключения, см. 14.1.) выключателей. При большом полном времени отключения БВ процесс отключения затянулся бы и протекающий ток к.з. превысил бы ток уставки выключателя B_1 (см. рис. 14.4 а), вызывая его неселективное срабатывание. Невыполнение любого из трех перечисленных условий нарушает селективность срабатывания БВ на межподстанционной зоне. Имеющие место попытки использования неполяризованных БВ на ПСК однозначно приведут к возможному их неселективному срабатыванию.

При установке постов секционирования на двухпутных участках контактные подвески путей с точки зрения защиты от токов к.з. делятся на четыре части, каждая из которых с обеих сторон ограничена БВ, рис. 14.5, а. Создаются особо благоприятные условия для обеспечения селективной работы БВ межподстанционной зоны, так как через выключатель поста секционирования поврежденной секции контактной сети при отсутствии тяговой нагрузки на зоне протекает суммарный ток трех других выключателей ПСК.

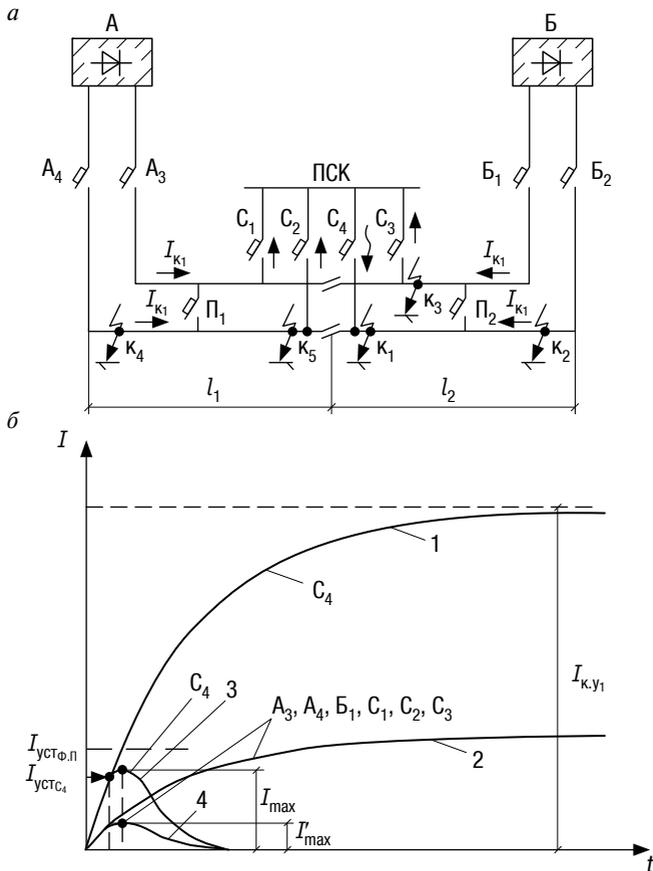


Рис. 14.5. Защита от токов короткого замыкания на двухпутном участке с помощью поста секционирования:
 а — схема защиты; б — кривые изменения тока короткого замыкания для отдельных выключателей при коротком замыкании в точке K_1

Рассмотрим межподстанционную зону двухпутного участка, на которой в средней точке ($l_1 = l_2$) установлен пост секционирования с четырьмя поляризованными БВ на его фидерах и два пункта параллельного соединения Π_1 и Π_2 с одним неполяризованным БВ на каждом (см. рис. 14.5, *a*).

Пусть короткое замыкание произошло при отсутствии тяговой нагрузки на зоне в точке K_1 , расположенной за ПСК. Подпитка данной точки короткого замыкания происходит по всем фидерам тяговых подстанций: A_3 , A_4 , B_1 и B_2 . Так как $l_1 = l_2$, токи подпитки по этим фидерам (при одинаковых сечениях контактных подвесок по путям) одинаковы и равны $I_{к1}$ (см. рис. 14.5, *a*). По выключателям ПСК C_1 , C_2 и C_3 ток к.з. протекает из контактной сети к шинам ПСК, поэтому они не сработают, так как поляризованные. По выключателю поврежденной секции C_4 ток протекает от шин ПСК в контактную сеть (показан волнистой линией, см. рис. 14.5, *a*). Этот ток равен сумме токов трех других выключателей ПСК. По условиям селективности срабатывания защиты при коротком замыкании в точке K_1 должны сработать выключатели B_2 и C_4 . Приведем кривые изменения тока к.з., протекающего через выключатели зоны, до несрабатывания выключателя C_4 и после его отключения. Для выключателя C_4 приведены две кривые: 1 — при его несрабатывании, когда ток короткого замыкания достигает своего достаточно большого установившегося значения $I_{к.у}$, и 3 — при отключении, когда максимальное значение тока, протекающего через данный выключатель, равно I_{\max} , рис. 14.5, *б*. Для остальных выключателей, исключая выключатель B_2 , также приведены две кривые для тех же случаев, что и для выключателя C_4 : 2 — при несрабатывании выключателя C_4 (ординаты этой кривой, учитывая, что $l_1 = l_2$, равны $1/3$ от соответствующей ординаты кривой 1) и 4 — при срабатывании выключателя C_4 (ординаты этой кривой также равны $1/3$ соответствующей ординаты кривой 3). Из анализа приведенных кривых следует, что через выключатели, установленные на фидерах подстанций A_3 , A_4 и B_1 , при коротком замыкании в точке K_1 и срабатывании выключателя C_4 будет протекать ток I'_{\max} , намного меньший их тока уставки, $I_{уст.ф.п}$ (см. рис. 14.5, *б*). Это означает, что неселективного отключения выключателей не произойдет при самых неблагоприятных условиях с точки зрения соотношения уставок БВ, установленных на фидерах подстанций и постов секционирования.

Как уже отмечалось, на посту секционирования должны устанавливаться поляризованные БВ. Покажем, чем это обусловлено [25].

Рассмотрим две точки короткого замыкания: K_2 , расположенную около подстанции Б и являющуюся наиболее удаленной для выключателя C_4 , и точку K_3 , расположенную около ПСК. Для каждой точки оценим ток, протекающий через выключатель C_4 , рис. 14.6.

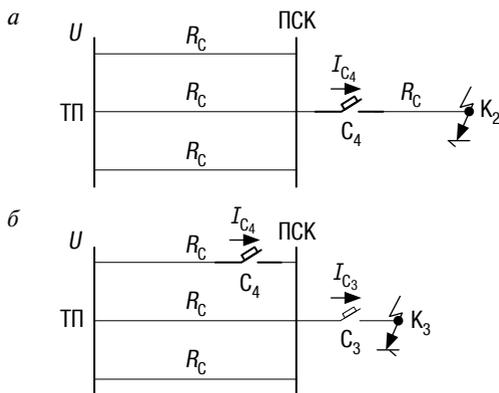


Рис. 14.6. Схемы замещения:

а — для случая короткого замыкания в точке K_2 ;
б — для случая короткого замыкания в точке K_3

При коротком замыкании в точке K_2 выключатель C_4 должен сработать, а при коротком замыкании в точке K_3 он должен остаться во включенном состоянии.

Сначала рассмотрим случай, когда короткое замыкание происходит в точке K_2 . Для него составим схему замещения, предполагая одинаковые напряжения на шинах тяговых подстанций А и Б, равные U , и принимая сопротивление тяговой сети одного пути на участке между тяговой подстанцией и постом секционирования, равным R_c (см. рис. 14.6, *а*). Из схемы замещения следует, что ток короткого замыкания I_{C_4} , протекающий через выключатель C_4 , будет равен

$$I_{C_4} = \frac{3U}{4R_c}. \quad (14.15)$$

Полученный ток представляет собой минимальный ток короткого замыкания для выключателя C_4 , по которому выбирается его уставка.

При коротком замыкании в точке K_3 (см. рис. 14.6, *б*) ток, протекающий через выключатель C_3 , равен $3U/R_c$, а через выключатель C_4 — U/R_c .

Ток уставки выключателя C_4 должен быть меньше тока к.з. в точке K_2 , который равен $3U/4R_c$ (см. (14.15)). Если выключатель C_4 будет неполяризованным, то он однозначно сработает неселективно при коротком замыкании в точке K_3 , так как ток, протекающий через него U/R_c , будет больше его тока уставки. Именно поэтому выключатель C_4 должен быть поляризованным.

Если же на посту секционирования в силу тех или иных причин будут все-таки установлены неполяризованные выключатели, то при коротком замыкании в зонах, прилегающих к посту секционирования, с большой вероятностью будут происходить неселективные срабатывания его выключателей.

В настоящее время на двухпутных участках повсеместно устанавливаются пункты параллельного соединения контактных подвесок путей. Как правило, если межподстанционная зона достаточно протяженна, их число равно двум, по одному между каждой тяговой подстанцией и постом секционирования. Они показаны как Π_1 и Π_2 на рис. 14.5, а. Основное назначение пунктов параллельного соединения состоит в уменьшении потери мощности в контактной сети. В случае короткого замыкания на одном из путей неполяризованный БВ, который устанавливается на пунктах параллельного соединения, должен обеспечить отсоединение контактной подвески пути, где произошло короткое замыкание, от подвески соседнего пути без снятия напряжения с последней. Уставка БВ пункта параллельного соединения выбирается по тому же выражению, что и для фидеров тяговых подстанций и постов секционирования (см. (14.13)).

14.3. Защита от токов короткого замыкания при опорах контактной сети, отсоединенных от рельсов

Причины, обусловившие необходимость отсоединения опор контактной сети от рельсов. При эксплуатации контактной сети широкое распространение получили искровые промежутки (ИП). Они устанавливаются на опоре в заземляющем проводе, который соединяет детали контактной сети, находящиеся не под напряжением, с рельсами.

Искровой промежуток должен [27]:

1. В момент короткого замыкания при нарушении изоляции опоры надежно с незначительным внутренним сопротивлением соединять опору с рельсами, тем самым обеспечивая достаточную

величину тока к.з. для отключения БВ, а следовательно, и снятие напряжения с опоры, рис. 14.7, *a*.

2. В рабочем режиме иметь электрический разрыв цепи заземления (с сопротивлением, близким к бесконечности), обеспечивая полное отсутствие токов утечки с опоры, а тем самым и защиту ее от электрокоррозии.

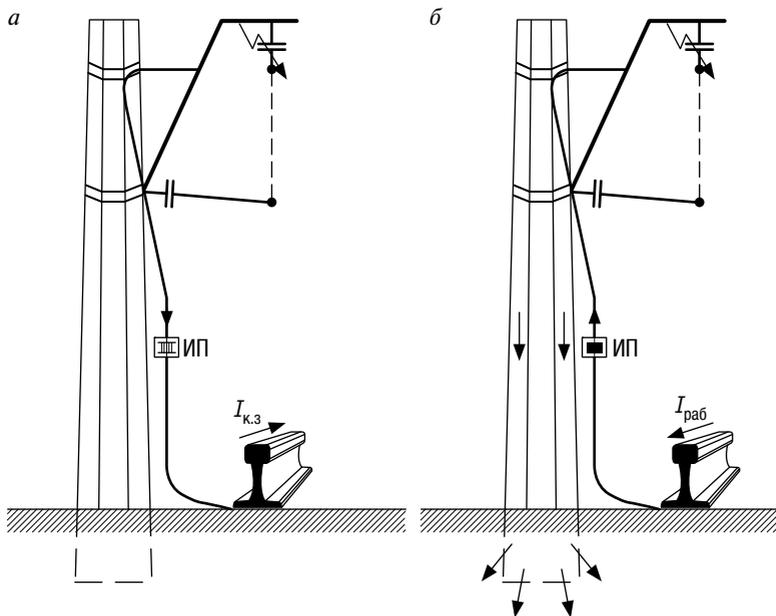


Рис. 14.7. Протекание тока по заземляющему проводу опоры контактной сети:

a — при режиме короткого замыкания;
б — при рабочем режиме (и неисправном искровом промежутке)

Искровые промежутки являются промежутками многократного действия. Опыт эксплуатации показал, если на зоне питания в момент короткого замыкания отсутствуют поезда, то в 50 % случаев короткого замыкания искровые промежутки работают многократно (при длительности отключения не более 60 мс) [27]. Если короткое замыкание происходит при наличии поездов на зоне питания, то из-за подпитки места короткого замыкания двигателями электровоза, перешедшими в генераторный режим вследствие инерционности магнитной системы двигателей, искровые промежутки работают однократно, так как медные электроды их

оплавляются (завариваются). Это происходит из-за того, что дуга, создаваемая сопровождающим током электровоза, поддерживается до 0,2–0,3 с. [25]. После устранения причины короткого замыкания опора остается наглухо присоединенной к рельсам. При появлении поездов на зоне питания тяговый рабочий ток $I_{\text{раб}}$, протекая по рельсам, по заземляющему проводу частично попадает на опору. Стекая с нее в землю, он вызывает электрокоррозию арматуры подземной части опоры, рис. 14.7, б. Для предотвращения электрокоррозии было предложено опоры контактной сети, исключая из них те, которые постоянно должны быть наглухо присоединены к рельсам (опоры на пассажирских платформах), отсоединить от рельсов. Это касается опор в анодных зонах рельсовых цепей, где потенциал «рельс–земля» $\varphi_{\text{р-з}}$ положителен, и знакопеременных зонах, на которых знак потенциала то положителен, то отрицателен в зависимости от поездной ситуации на зоне питания. В устойчивых катодных зонах рельсовых цепей (потенциал «рельс–земля» отрицателен), находящихся в непосредственной близости от тяговых подстанций, опоры контактной сети от рельсов можно не отсоединять. Усредненный вид потенциальной диаграммы «рельс–земля» для схемы двустороннего питания контактной сети приведен на рис. 14.8.

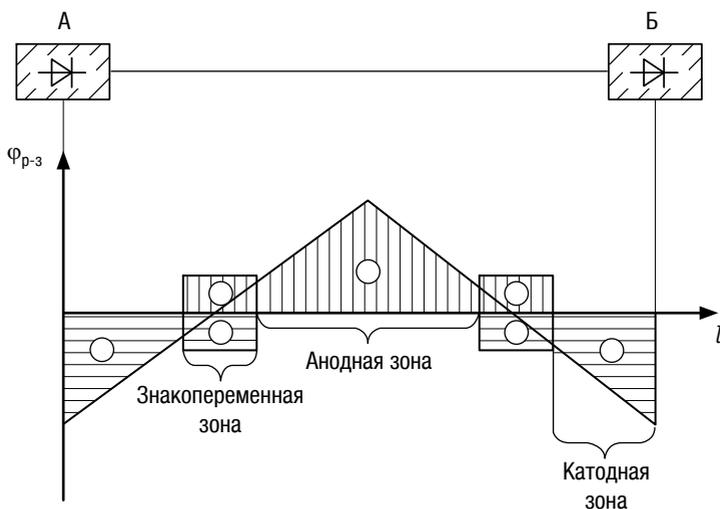


Рис. 14.8. Усредненная потенциальная диаграмма «рельс–земля» для схемы двустороннего питания контактной сети

Но отсоединение опор от рельсов приводит к тому, что в случае нарушения изоляции опоры ток короткого замыкания будет протекать не по рельсам, а по земле и величина его будет недостаточна для срабатывания БВ на фидерах подстанций и поста секционирования при уже выбранных уставках БВ. Поэтому возникла необходимость в разработке специального класса защит от токов короткого замыкания в тяговой сети при опорах, отсоединенных от рельсов. Были предложены различные варианты таких защит [24, 26, 27], требующие установки на тяговых подстанциях и опорах специальной аппаратуры и элементов. Из многочисленных предложенных защит тяговой сети с разземленными опорами серийно выпускалась только защита с использованием диодных заземлителей ЗД-1 [28], которая получила название диодной защиты.

Диодная защита. При диодной защите опоры контактной сети отсоединяют от рельсов в анодных и знакопеременных зонах (см. рис. 14.8) и объединяют тросом группового заземления (ТГЗ), подвешиваемом на опорах на высоте 4–6 м от уровня головки рельса [27]. Для опор, находящихся в катодной зоне, сохраняют их индивидуальные заземлители, которые присоединяют к рельсу через искровые промежутки. В средней части ТГЗ устанавливается спуск, в котором монтируют диодный заземлитель, устанавливая его так, чтобы он исключал вход обратного тока с рельсов в трос группового заземления и в то же время пропускал бы токи короткого замыкания от ТГЗ к рельсам, рис. 14.9.

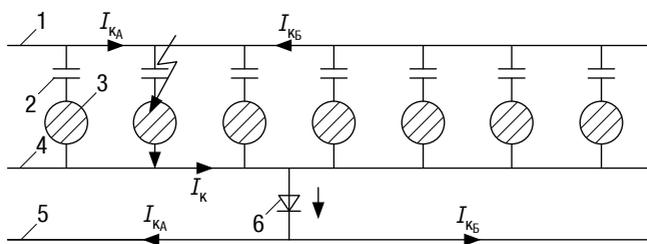


Рис. 14.9. Принципиальная схема диодной защиты:

1 — контактная сеть, 2 — изолятор, 3 — опора,
4 — трос группового заземления, 5 — рельсы, 6 — диодный заземлитель

В случае нарушения изоляции на одной из опор ток к.з. $I_{к}$ протекает от тяговых подстанций А и Б по контактной сети ($I_{кА}$ и $I_{кБ}$) через пробитый или перекрытый изолятор на опоре контактной

сети, по тросу группового заземления, диодному заземлителю и по рельсам возвращается на тяговые подстанции (см. рис. 14.9). В качестве ТГЗ используют, как правило, провода АС-70 или ПБСМ-70, которые имеют достаточно большое удельное сопротивление (0,42 Ом/км и 0,73 Ом/км соответственно). Поэтому включение в цепь короткого замыкания троса группового заземления вызывает заметное снижение тока короткого замыкания $I_{\text{к}}$, что может привести к несрабатыванию БВ на фидерах тяговых подстанций и постов секционирования, пунктах параллельного соединения. Во избежание этого ТГЗ выполняют в виде отдельных изолированных секций определенной длины, каждая имеет свой диодный заземлитель, рис. 14.10.

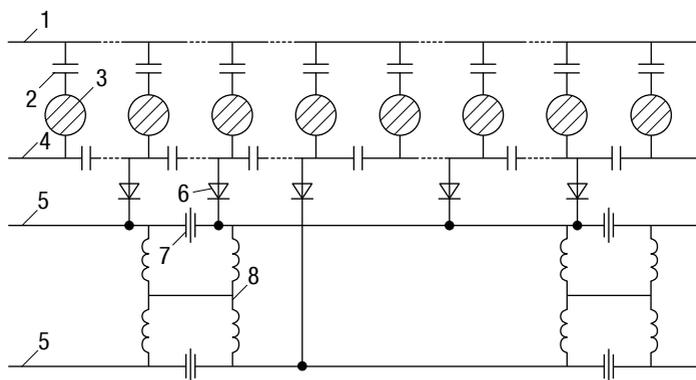


Рис. 14.10. Разбивка троса группового заземления на отдельные изолированные секции с индивидуальным диодным заземлителем

Возможную длину секции ТГЗ определяют исходя из значения минимального тока короткого замыкания $I_{\text{к}}^{\text{мин}}$, который должен превышать существующие уставки БВ (см. (14.13)). Наибольшая длина секции ТГЗ при объединении металлических опор составляет 600 м (2×300), а железобетонных — 1200 м (2×600) [27]. Диодные заземлители размещают на расстоянии не ближе 200 м от роговых разрядников или ОПН, чтобы исключить пробой диодных заземлителей при их срабатывании, и не ближе 150 м от путевых дроссель-трансформаторов с целью исключения повреждения рельсовых цепей при пропуске перенапряжений с ТГЗ в рельс. Технические характеристики диодного заземлителя определяются типом и числом установленных в нем полупроводниковых прибо-

ров. В свое время было предложено диодный заземлитель выполнять на базе трех диодов ВЛ-200 10 класса. Даже в случае выхода одного из них из работы два оставшихся диода в состоянии пропускать импульс тока к.з. до 10 кА и затем сопровождающий ток 3–4 кА в течение до 0,3 с, не повреждаясь [27].

Диодные заземлители не в полной мере удовлетворяют требованиям эксплуатации. В цепи заземлителя должен быть такой защитный элемент, который бы имел характеристику, близкую к характеристике искрового промежутка (отсутствие проводимости в обоих направлениях в рабочем режиме и замкнутое состояние в режиме короткого замыкания). Диодный заземлитель такой характеристикой не обладает. Поэтому на базе управляемых диодов (тиристоров) был предложен тиристорный заземлитель [27].

Диодная защита обладает следующими положительными качествами: простота конструкции заземлителя, не требуется специальной аппаратуры на тяговых подстанциях и постах секционирования, высокая надежность работы, срабатывание заземлителей при незначительном напряжении на тресе, удобство монтажа [27]. К недостаткам защиты относятся наличие дорогостоящего ТГЗ со значительной площадью сечения и необходимость его секционирования, отсутствие контроля его целостности, необходимость проверки диодных заземлителей в условиях эксплуатации, некоторые конструктивные недоработки, связанные с размещением диодов в корпусе заземлителя и качеством изготовления отдельных элементов заземлителя, неспособность защитить от перетекающих токов между опорами [27]. Кроме того, в эксплуатации имели место достаточно частые попытки вырезки ТГЗ из-за наличия в нем цветных металлов. Все это привело к тому, что диодная защита постепенно начала демонтироваться на действующих участках с заменой на другой вид защиты. Ради объективности следует отметить, что диодная защита в силу своих достоинств является достаточно привлекательным видом защиты от токов к.з. в тяговой сети.

Защита опор, изолированных от рельсов (ЗОИР). Эта защита (Свердловская железная дорога) служит для отключения быстродействующих выключателей фидеров тяговых подстанций и постов секционирования и пунктов параллельного соединения при замыкании контактной сети на опоры, незаземленные на рельсы.

Все опоры, отсоединенные от рельсов и входящие в одну секцию контактной сети, подключаются к дополнительному проводу через искровые промежутки, рис. 14.11.

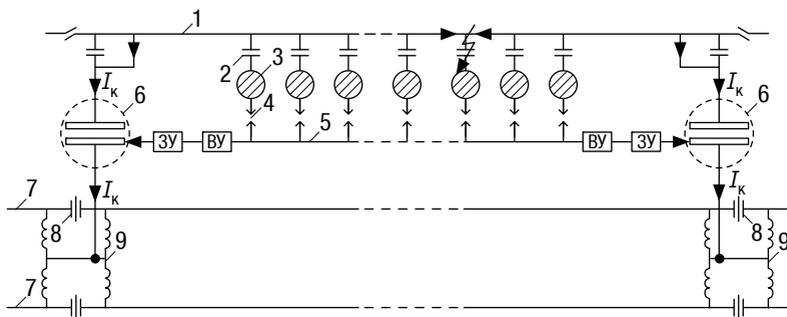


Рис. 14.11. Принципиальная схема защиты ЗОИР:

1 — контактная подвеска, 2 — изолятор, 3 — опора контактной сети, 4 — искровой промежуток, 5 — дополнительный провод, 6 — дуговой короткозамыкатель, 7 — изолированный рельсовый стык, 9 — путевой дроссель-трансформатор

В качестве дополнительного провода используются провода малого сечения (стальной ПС-26 или биметаллический БСМ-4 или БСА-5,1) [24]. По концам защищаемой секции устанавливаются дуговые короткозамыкатели, силовые контакты которых подключаются к контактной сети и средней точке путевого дроссель-трансформатора (см. рис. 14.11). Короткозамыкатели подключаются к дополнительному проводу через входные устройства (ВУ), предназначенные для задания напряжения срабатывания короткозамыкателей. При пробое на какой-либо опоре изолятора установленный на ней искровой промежуток (его собственное пробивное напряжение равно 1000–1200 В) и дополнительный провод в этой точке становится под полное напряжение контактной сети (см. рис. 14.11). Потенциал в дополнительном проводе вызывает пробой искровых промежутков на других опорах, однако напряжение на концах провода будет, как показали исследования, не меньше уровня напряжения срабатывания входного устройства (750–800 В). Напряжение по дополнительному проводу через входное устройство подается на запальное устройство дугового короткозамыкателя (ЗУ), предназначенное для создания дуги между его силовыми контактами. Ток запального устройства составляет 4–6 А [24]. В результате срабатывают оба короткозамыкателя, вызывая замыкание контактной сети на рельсы и протекание тока искусственного короткого замыкания I_k (см. рис. 14.11). Предельный сквозной ток короткозамыкателя равен 8 кА [24]. Ток к.з. отключается быстродействующими выключателями на фидерах тяговых подстанций и поста секционирования и на пунктах параллельного

соединения. После срабатывания защиты и отключения короткого замыкания выключателями изоляция искровых промежутков на опорах восстанавливается, так как через них протекают сравнительно малые токи, величина которых определяется собственным сопротивлением опор, а ток подпитки от электровозов в генераторном режиме, если они в момент к. з. находились на зоне питания, незначителен из-за большого сопротивления опор и дополнительного провода. Диодно-тиристорная цепь входного устройства препятствует протеканию тяговых и сигнальных токов рельсов в дополнительный провод [24].

Существуют предложения по установке трех дуговых короткозамыкателей на одну секцию контактной сети для надежности. В то же время следует заметить, что при наличии поста секционирования на межподстанционной зоне и 100 % надежности работы дугового короткозамыкателя и входного устройства можно было бы на абсолютном большинстве секций ограничиться установкой только одного короткозамыкателя.

К достоинствам защиты ЗОИР относятся исключение электрокоррозии арматуры и фундаментов опор контактной сети, вызванной тяговыми токами рельсовых цепей или перетекающими токами в тросах группового заземления, возможность использования дополнительного провода малого сечения большой длины. В целом защита проста в исполнении, достаточно надежна. Недостатками являются необходимость дополнительного провода, периодической проверки короткозамыкателей и искровых промежутков, целости дополнительного провода.

14.4. Определение расчетных величин для выбора тока уставки

Для определения тока уставки быстродействующих выключателей необходимо знать максимальный рабочий ток $I_{p_{max}}$ и минимальный ток короткого замыкания $I_{k_{min}}$ (см. (14.13)) для места установки выключателя (питающая линия тяговой подстанции, фидер поста секционирования, пункт параллельного соединения).

Расчет максимальных рабочих токов. Значение $I_{p_{max}}$ для питающих линий тяговых подстанций при двустороннем питании контактной сети в зависимости от схемы соединения контактных подвесок двухпутного участка приближенно можно определить по следующим формулам [25]:

— раздельная схема

$$I_{\text{Pmax}} = I_{\text{тр}} + I'_{\text{чет}} (n_{\text{чет}} - 1); \quad (14.16)$$

— узловая и параллельная схема (при двух пунктах параллельного соединения, каждый расположен примерно посередине между тяговой подстанцией и постом секционирования)

$$I_{\text{Pmax}} = I_{\text{тр}} + \frac{I'_{\text{чет}}}{2} (n_{\text{чет}} - 1) + \frac{I'_{\text{неч}}}{2} n_{\text{неч}}; \quad (14.17)$$

— схема полного параллельного соединения

$$I_{\text{Pmax}} = \frac{I_{\text{тр}}}{2} + \frac{I'_{\text{чет}}}{2} (n_{\text{чет}} - 1) + \frac{I'_{\text{неч}}}{2} n_{\text{неч}}; \quad (14.18)$$

где $I'_{\text{чет}}$ и $I'_{\text{неч}}$ — среднее значение поездного тока за время хода грузового поезда расчетной массы по межподстанционной зоне, отнесенное к фидеру четного и нечетного пути рассматриваемой тяговой подстанции (в первом приближении может принято $I/2$, где I — средний ток поезда за время хода поезда по межподстанционной зоне);

$n_{\text{чет}}$ и $n_{\text{неч}}$ — максимальное число грузовых поездов расчетной массы, которые могут одновременно находиться соответственно на четном и нечетном пути рассматриваемой межподстанционной зоны, округляется до ближайшего большего целого;

$I_{\text{тр}}$ — ток трогания электровоза (ток при выходе на автоматическую характеристику при параллельном соединении тяговых двигателей).

В приведенных формулах предполагается, что на межподстанционной зоне находится максимально возможное число поездов, один из них в режиме трогания располагается около БВ, для которого определяется уставка, а остальные поезда потребляют средний ток за время хода по межподстанционной зоне, отнесенный к соответствующему фидеру, и что I_{Pmax} определяется для фидера четного пути.

Для определения рабочего максимального тока фидера поста секционирования двухпутного участка расчетная схема расположения нагрузок на межподстанционной зоне длиной l для выключателя C_4 поста приведена на рис. 14.12.

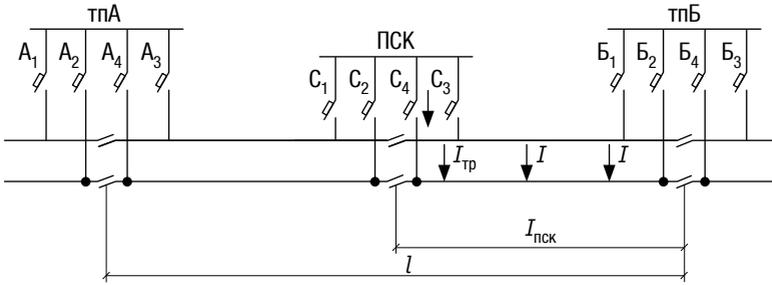


Рис. 14.12. Расчетная схема расположения нагрузок при определении максимального рабочего тока выключателя C_4 поста секционирования

На части межподстанционной зоны, защищаемой выключателем C_4 поста секционирования, длина которого $l_{пск}$, условно показаны три поезда (нагрузки), рис. 14.12. Один из них в режиме трогания располагается около ПСК, потребляя ток $I_{тр}$, два других поезда потребляют среднее значение тока I за время хода по участку $l_{пск}$. Составим схему замещения для исходной схемы расположения нагрузок, рис. 14.13, а [9].

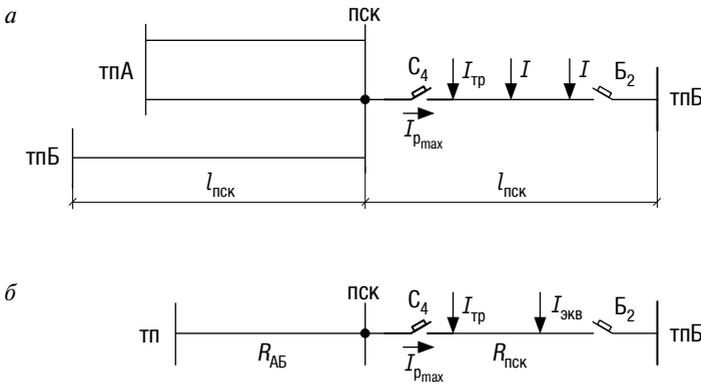


Рис. 14.13. Схема замещения исходной схемы расположения нагрузок:

а — до преобразования, б — после преобразования

Оценим рабочий максимальный ток $I_{рmax}$, протекающий через выключатель C_4 , предполагая равенство напряжений на шинах подстанций А и Б. Это позволяет (если пренебречь разницей в сопротивлениях тяговых подстанций и их питающих и отсасывающих линий) объединить шины подстанции А и подстанции Б,

контактную подвеску пути на участке $l_{\text{пск}}$, на котором отсутствует нагрузка с контактными подвесками пути на участке $(l - l_{\text{пск}})$, и получить схему замещения, для которой сопротивления участков равны $R_{\text{АБ}}$ и $R_{\text{пск}}$, рис. 14.13, б. Представляя нагрузку, создаваемую поездами с током I , как одну эквивалентную $I_{\text{экв}}$, приложенную в средней точке участка $l_{\text{пск}}$, получаем, что ток $I_{\text{рmax}}$ в результате расчета мгновенной схемы расположения нагрузок будет равен [25]

$$I_{\text{рmax}} = I_{\text{тр}} \frac{R_{\text{пск}}}{R_{\text{АБ}} + R_{\text{пск}}} + \left(\frac{t_{\text{пск}}}{J_{\text{мин}}} - 1 \right) I \frac{0,5R_{\text{пск}}}{R_{\text{АБ}} + R_{\text{пск}}}, \quad (14.19)$$

где $R_{\text{пск}}$ — сопротивление контактной подвески на участке $l_{\text{пск}}$;
 $R_{\text{АБ}}$ — эквивалентное сопротивление контактных подвесок двух путей на участке $(l - l_{\text{пск}})$ и одного пути на участке $l_{\text{пск}}$;
 $J_{\text{мин}}$ — минимальный межпоездной интервал.

В формуле (14.19) эквивалентная нагрузка $I_{\text{экв}}$ равна $(t_{\text{пск}}/J_{\text{мин}} - 1)I$. Если принять, что контактные подвески по путям одинаковы, а пост секционирования расположен в средней точке межподстанционной зоны, т.е., $l_{\text{пск}} = l/2$, то выражение (14.19) приводится к виду

$$I_{\text{рmax}} = 0,75[I_{\text{тр}} + 0,5I(n_{\text{пск}} - 1)], \quad (14.20)$$

где $n_{\text{пск}}$ — максимальное число поездов, которое одновременно может находиться на одном пути между постом секционирования и тяговой подстанцией, равное $t_{\text{пск}}/J_{\text{мин}}$;

$t_{\text{пск}}$ — время хода поезда по участку $l_{\text{пск}}$ (см. рис. 14.12).

При определении рабочего максимального тока БВ пункта параллельного соединения примем, что между тяговой подстанцией и постом секционирования включен только один пункт параллельного соединения и находится он в средней точке между подстанцией и постом секционирования. Тогда этот ток приблизительно будет равен $0,375 I_{\text{тр}}$. Если пункт параллельного соединения расположен в другой точке на расстоянии $l_{\text{ппс}}$ от подстанции, то $I_{\text{рmax}}$ равен $I_{\text{тр}}(l - l_{\text{ппс}})/2l$, где l — длина межподстанционной зоны.

Определение установившихся величин токов короткого замыкания. При расчете значений установившейся величины тока к.з. необходимо учитывать зависимость напряжения на шинах тяговых подстанций от величины ее нагрузки. Рассмотрим определение установившейся величины тока к.з. для фидера тяговой подстан-

ции. Нагрузка подстанции складывается из тока к.з., протекающего по контактной подвеске пути, на котором произошло к.з. I_k (предполагается, что тяговая нагрузка на поврежденной секции контактной сети отсутствует), и части токов поездов, находящихся на зонах питания остальных фидеров подстанции I_0 , рис. 14.14.

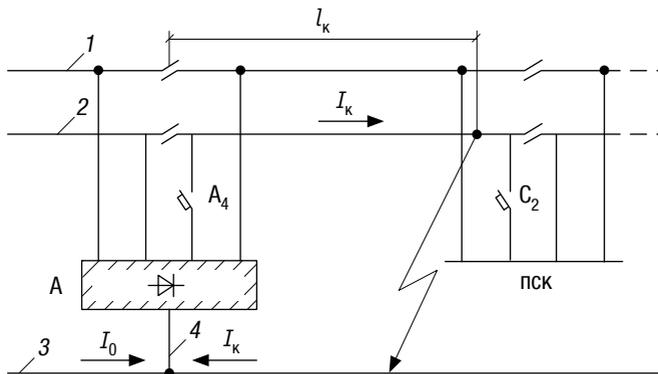


Рис. 14.14. К расчету уставки выключателя фидера подстанции при наличии поста секционирования:

1 — контактная подвеска нечетного пути; 2 — контактная подвеска четного пути; 3 — рельсы; 4 — фидер обратного тока подстанции

Часть межподстанционной зоны двухпутного участка с постом секционирования (ПСК) приведена на рис. 14.14, в предположении, что поврежденная секция контактной сети со стороны ПСК при коротком замыкании в указанной точке уже отключена (выключатель C_2 разомкнут). По условиям селективности срабатывания защиты помимо выключателя C_2 должен отключиться и выключатель A_4 , для него и определим установившееся значение тока к.з. Приведем упрощенное изображение исходной схемы, рис. 14.15, а и расчетную схему для нее, рис. 14.15, б.

Для схемы, приведенной на рис. 14.15, б, на основании второго закона Кирхгофа можно записать

$$U_0 = (r_k I_k + r_p I_k + R_{\text{пит}}) I_k + (\rho + R_{\text{от}})(I_0 + I_k) + \Delta U_{\text{д}}, \quad (14.21)$$

где U_0 — напряжение холостого хода подстанции;

l_k — расстояние до точки короткого замыкания;

r_k и r_p — удельные сопротивления соответственно контактной подвески поврежденного пути и рельсов этого пути (см. 4.1);

ρ — эквивалентное приведенное сопротивление подстанции;
 $R_{\text{пит}}$ и $R_{\text{от}}$ — сопротивления соответственно питающей линии
и фидера обратного тока подстанции;

$\Delta U_{\text{д}}$ — потеря напряжения в дуге в точке к.з. (составляет
500–600 В) [24].

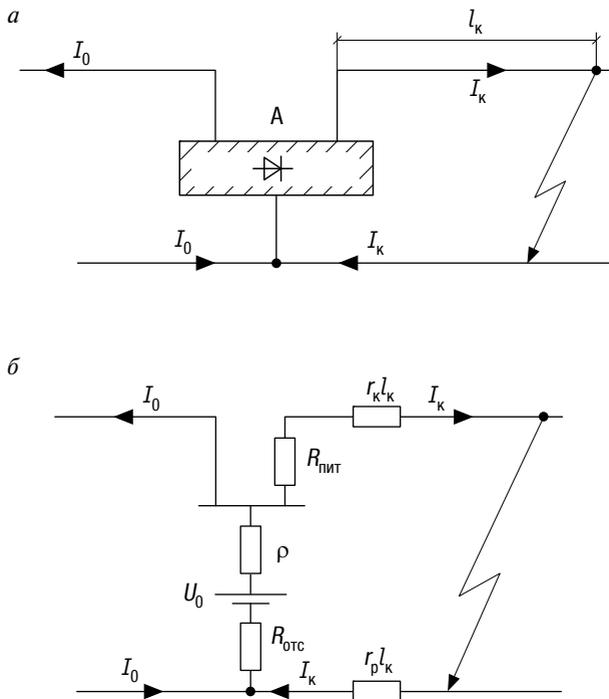


Рис. 14.15. К определению установившегося значения тока короткого замыкания для выключателя фидера подстанции: *a* — упрощенное изображение исходной схемы, *б* — расчетная схема

Обычно принимают во внимание возможное понижение напряжения питающей сети на $p\%$ [5, 17]. Тогда из (14.21) получаем

$$I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{o}} \left(1 - \frac{p}{100} \right) - I_{\text{o}} (\rho + R_{\text{от}}) - \Delta U_{\text{д}}}{r_{\text{к}} l_{\text{к}} + r_{\text{п}} l_{\text{к}} + \rho + R_{\text{от}} + R_{\text{пит}}}. \quad (14.22)$$

Для практического использования полученного выражения надо знать ток I_o . Дать конкретные рекомендации по его определению довольно затруднительно. С некоторым запасом ток I_o можно принять равным номинальному току подстанции [17]

$$I_o = n_B I_H, \quad (14.23)$$

где I_H — номинальный ток выпрямительного агрегата;
 n_B — число выпрямительных агрегатов подстанции, включаемое для питания тяговой нагрузки.

Тогда можно принять, что

$$U_o \left(1 - \frac{p}{100} \right) - I_o \rho = U_H \left(1 - \frac{p}{100} \right). \quad (14.24)$$

Окончательно для установившегося тока к.з. получаем

$$I_k = \frac{U_H \left(1 - \frac{p}{100} \right) - I_o R_{от} - \Delta U_d}{(r_k + r_p) l_k + \rho + R_{от} + R_{пит}}, \quad (14.25)$$

где U_H — номинальное напряжение на шинах тяговой подстанции.

Минимальный ток короткого замыкания I_{kmin} для выключателя A_4 (см. рис. 14.14) определяется по формуле (14.25) при l_k , равном расстоянию между подстанцией А и постом секционирования.

Рассмотрим определение установившегося тока к.з. для фидеров поста секционирования (ПСК). В схеме двухпутного участка с постом секционирования (рис. 14.16) наименьшая величина тока к.з., которая определяет уставку выключателя поста, например C_4 , получается при коротком замыкании у подстанции Б. При этом выключатель B_2 подстанции Б отключится (выключатель показан разомкнутым) и к месту короткого замыкания токи от обеих подстанций будут протекать в направлениях, показанных стрелками (предполагается, что контактные подвески по путям одинаковы). Расстояние до ПСК рассматриваемой межподстанционной зоны АБ длиной l указано относительно обеих подстанций А и Б как l_A и l_B (см. рис. 14.16).

Составим схемы замещения (рис. 14.17) для схемы, приведенной на рис. 14.16.

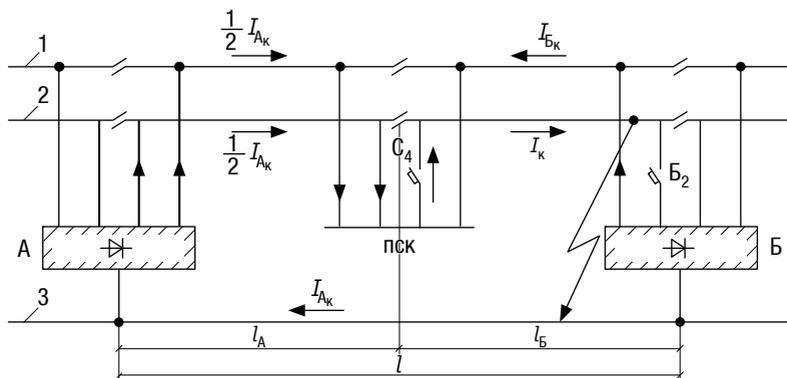


Рис. 14.16. К расчету уставки выключателя поста секционирования

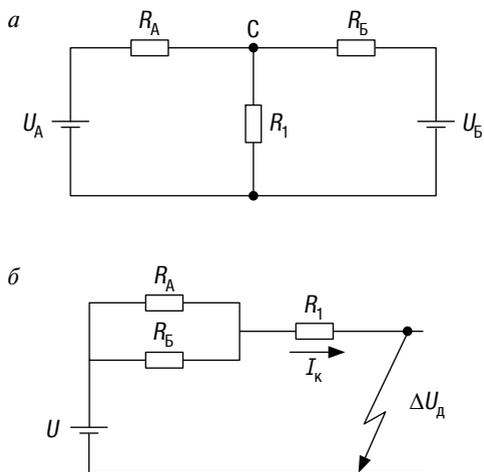


Рис. 14.17. Схемы замещения к рис. 9.17:
а — исходная, б — преобразованная

Расположение ПСК на рис. 14.17, а выделено точкой С, а указанные на рисунке сопротивления равны

$$R_A = \frac{r_k l_A}{2} + \frac{r_\rho l}{2} + \rho_A + \frac{R_{\text{питА}}}{2} + R_{\text{отА}}; \quad (14.26)$$

$$R_B = r_k l_B + \rho_B + R_{\text{питБ}} + R_{\text{отБ}}; \quad (14.27)$$

$$R_1 = r_k I_B; \quad (14.28)$$

где ρ_A и ρ_B — эквивалентные приведенные сопротивления соответственно тяговых подстанций А и Б;

$R_{питА}$ и $R_{питБ}$ — сопротивления питающих линий соответственно тяговых подстанций А и Б;

$R_{отА}$ и $R_{отБ}$ — сопротивления отсасывающих линий соответственно тяговых подстанций А и Б.

Примем, что напряжения подстанций U_A и U_B одинаковы и равны U .

Оба источника энергии имеют одно и то же напряжение и один и тот же потенциал у минуса, так как согласно рис. 14.17, а они соединены проводом, не имеющим сопротивления. Поэтому можно подстанции как источники энергии наложить друг на друга и получить схему замещения, приведенную на рис. 14.17, б [7]. Тогда сопротивление цепи короткого замыкания R_k будет равно

$$R_k = \frac{R_A R_B}{R_A + R_B} + R_1. \quad (14.29)$$

Напряжение источника питания U , определяющего ток I_k , если сопротивления отсасывающих линий подстанций принять равным нулю, будет (см. (14.22))

$$U = U_H \left(1 - \frac{p}{100} \right) - \Delta U_d. \quad (14.30)$$

В результате минимальный ток короткого замыкания $I_{k_{\min}}$ для выключателя C_4 поста секционирования будет равен U/R_k . С учетом (14.29) и (14.30) окончательно получаем

$$I_{k_{\min}} = \frac{\left[U_H \left(1 - \frac{p}{100} \right) - \Delta U_d \right] (R_A + R_B)}{R_A R_B + R_1 R_A + R_1 R_B}. \quad (14.31)$$

Определение величины минимального тока к.з. для БВ пункта параллельного соединения приведено в [28]. Так для быстродействующего выключателя Π_1 (см. рис. 14.5, а) такими точками к.з. будут K_4 и K_5 . Для каждого БВ ток $I_{k_{\min}}$ рассчитывается для двух точек к.з. В качестве расчетного значения при выборе уставки принимается меньшее из двух полученных.

14.5. Токовая защита от токов короткого замыкания на участках переменного тока

Основные положения. В отличие от токовой защиты на участках постоянного тока, на участках переменного тока различают реагирующий и исполнительный органы защиты. В качестве реагирующего органа выступает комплект токовой защиты (в простейшем случае — токовое реле), а исполнительным — высоковольтный выключатель. Поэтому время отключения короткого замыкания $t_{\text{откл}}$ складывается из двух составляющих

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{защ}} + t_{\text{выкл}}, \quad (14.32)$$

где $t_{\text{защ}}$ — время срабатывания комплекта защиты;
 $t_{\text{выкл}}$ — время срабатывания выключателя.

На фидерах тяговых подстанций и постов секционирования устанавливаются масляные, элегазовые, воздушные и вакуумные выключатели. Время срабатывания масляных выключателей составляет 0,08–0,11 с, а вакуумных — 0,04–0,06 с [24]. Время срабатывания токовых электромеханических реле равно 0,03–0,1 с (электронных 0,01–0,04 с), промежуточных реле — 0,01–0,06 с [24]. Поэтому минимальное значение $t_{\text{откл}}$ составляет 0,15–0,25 с, что значительно больше аналогичного значения для участков постоянного тока (см. 14.2). С учетом того, что апериодическая составляющая тока к.з. затухает за 0,08–0,1 с [24], при коротком замыкании в тяговой сети отключается уже установившееся значение тока к.з. Таким образом, на участках переменного тока при коротком замыкании в любой точке межподстанционной зоны защита ограничивает только время протекания тока к.з. и никак не влияет на его величину, как на участках постоянного тока. Это приводит к тому, что обеспечение селективности срабатывания комплектов защит на участках переменного тока достигается способами, отличными от тех, которые имеют место на участках постоянного тока.

Рассмотрим участок переменного тока с межподстанционными зонами одностороннего и двустороннего питания, на каждой зоне имеется пост секционирования (ПСК), рис. 14.18.

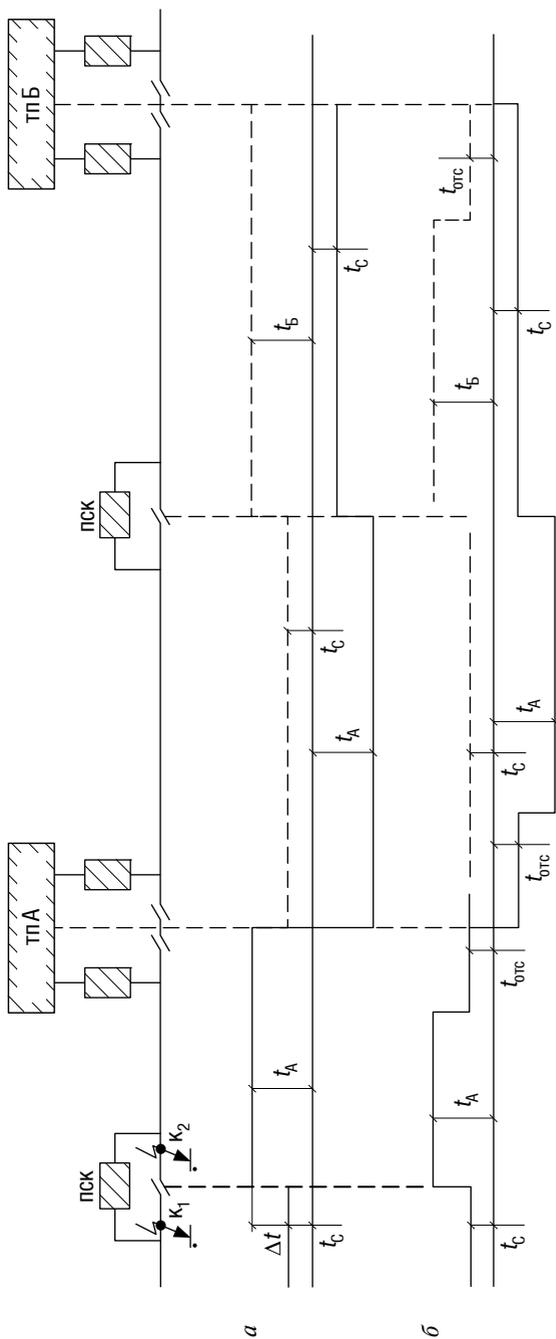


Рис. 14.18. Временные диаграммы срабатывания комплектов защит:

a — без токовой отсечки на фидерах подстанций;

б — при наличии токовой отсечки на фидерах подстанций

Пусть на зоне одностороннего питания короткое замыкание произошло в точке K_1 , расположенной около ПСК. По условию селективности срабатывания защит при коротком замыкании в данной точке должна сработать защита на ПСК. Но в начальный момент короткого замыкания создаются потенциальные условия и для срабатывания защиты на фидере подстанции, потому что ток к.з. в точке K_1 практически будет тот же, что и при коротком замыкании в точке K_2 (см. рис. 14.18). А при коротком замыкании в точке K_2 защита на фидере подстанции должна срабатывать. Ток уставки защиты на фидере подстанции, так же, как и на участках постоянного тока, значительно больше, чем на ПСК (см. 14.2). Но это, в отличие от участков постоянного тока, не может обеспечить селективность срабатывания защиты на фидере подстанции, так как время отключения короткого замыкания на участках постоянного тока, как уже отмечалось ранее, значительно меньше, чем на участках переменного тока за счет быстрейшего выключения постоянных токов (см. 14.2).

Для предотвращения возможного неселективного срабатывания защиты на фидере подстанции при коротком замыкании в точке K_1 она выполняется с выдержкой времени Δt , которая для электромеханических защит принимается равной 0,4–0,6 с, а для электронных — 0,3 с [24]. Временная диаграмма срабатывания защит на фидерах подстанции и ПСК при заданной выдержке времени приведена на рис. 14.18, а. На этом рисунке t_A — время срабатывания защиты на фидере подстанции А, t_C — время срабатывания защиты на посту секционирования. Но задание выдержки времени в комплекте защиты на фидере подстанции, если не принять специальных мер, имеет и отрицательную сторону: при коротком замыкании в зоне, прилегающей к подстанции, когда токи к.з. велики, время протекания их увеличивается, что нельзя допускать в силу возможных отрицательных последствий (см. 14.1). Это достигается за счет применения в комплекте токовой защиты, установленной на фидере подстанции, токовой отсечки, защищающей зону, прилегающую к тяговой подстанции. Временная диаграмма срабатывания защит на фидерах тяговых подстанций и ПСК приведена на рис. 14.18, б, где $t_{отс}$ — время срабатывания токовой отсечки. Таким образом, на фидерах тяговых подстанций применяется двухступенчатая токовая защита, в качестве первой ступени выступает токовая отсечка, а второй — максимальная токовая защита с выдержкой времени.

На двухпутных участках для обеспечения селективности срабатывания защит на фидерах подстанций и постов секционирования на постах, как и на участках постоянного тока, применяется поляризованная защита в виде максимальной токовой направленной защиты [5, 17, 24]. Необходимость применения направленной токовой защиты объясняется теми же причинами, что и на участках постоянного тока (см. 14.2).

Выбор уставки защиты. Уставка второй ступени токовой защиты на фидерах тяговой подстанции выбирается исходя из того, что токовая защита относится к защитам первой группы (см. 14.1). Поэтому условие выбора уставки будет выглядеть следующим образом:

$$k_H I_{p_{\max}} \leq I_y \leq \frac{I_{k_{\min}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (14.33)$$

где $I_{p_{\max}}$ — рабочий максимальный ток фидера подстанции;
 $I_{k_{\min}}$ — минимальный ток к.з., протекающий по фидеру (ток при коротком замыкании в наиболее удаленной точке защищаемой зоны),

k_H — коэффициент надежности, равный 1,1–1,2;

$k_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности, равный 1,5 [24].

Из (14.33) следует

$$I_{k_{\min}} \geq k_H k_{\text{ч}} I_{p_{\max}}. \quad (14.34)$$

Выполнение условия (14.34) означает, что защита рассматриваемой зоны питания может быть обеспечена. При указанных значениях коэффициентов k_H и $k_{\text{ч}}$

$$I_{k_{\min}} \geq 1,65 I_{p_{\max}}. \quad (14.35)$$

Выражение (14.35) справедливо, если короткое замыкание происходит при отсутствии тяговой нагрузки на защищаемой зоне. При наличии ее условие (14.35) не всегда гарантирует надежное функционирование защиты. Покажем это. Рассмотрим межподстанционную зону при двустороннем питании контактной сети и наличии на ней поста секционирования (ПСК), рис. 14.19, а.

Пусть короткое замыкание происходит в точке K , расположенной около поста секционирования в момент большой тяговой нагрузки на зоне, и протекании по фидеру тяговой подстанции A рабочего максимального тока $I_{p_{\max}}$, обусловленного нагрузками I_1 ,

I_2 , I_3 и I_4 (см. рис. 14.19, а). Схема комплекта максимальной токовой защиты, установленной на фидере, приведена на рис. 14.19, б. В схеме токовое реле $KA1$ выполняет функции токовой отсечки. При его срабатывании «+» сразу подается на обмотку промежуточного реле KL . В результате срабатывания этого реле напряжение подается на катушку отключения YAT выключателя, установленного на фидере подстанции. Токовое реле $KA2$ выполняет функции второй ступени защиты и срабатывает при превышении тока уставки защиты, запуская последовательно реле времени с выдержкой на замыкание KT и промежуточное реле KL .

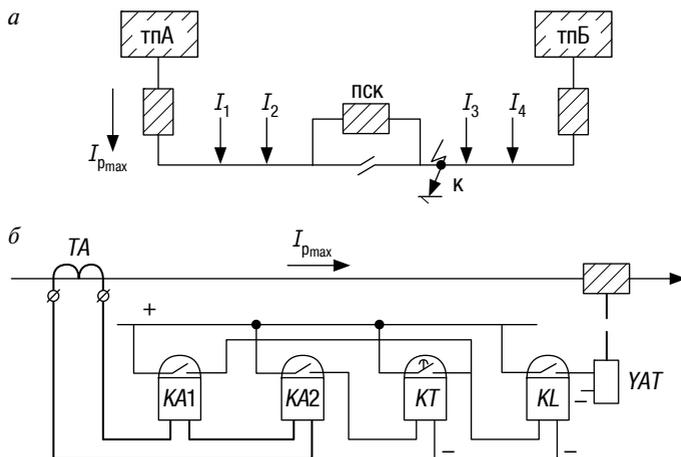


Рис. 14.19. К определению уставки защиты при наличии тяговой нагрузки на защищаемой зоне:
 а — схема расположения тяговых нагрузок на межподстанционной зоне при коротком замыкании,
 б — схема максимальной токовой защиты на фидере тяговой подстанции

При коротком замыкании в точке К по условиям селективности должны сработать защиты на посту секционирования и фидере тяговой подстанции Б. Но в начальный момент времени точка короткого замыкания подпитывается и от тяговой подстанции А. Ток к.з., накладываясь на ток I_{pmax} ее фидера, вызывает срабатывание реле $KA2$ в комплекте защиты на фидере подстанции А. После срабатывания защиты на посту секционирования и фидере тяговой подстанции Б по фидеру тяговой подстанции А продолжает протекать ток, близкий к I_{pmax} , и если не принять специальных

мер, то вслед за реле *KA2* срабатывает реле *KT* с выдержкой времени и реле *KL* с последующим срабатыванием выключателя на фидере подстанции А (ситуация, аналогичная описанной, имеет место и при коротком замыкании в самом электровозе). Чтобы этого не произошло, реле *KA2* должно до срабатывания реле *KT* вернуться в исходное положение. Для этого необходимо, чтобы было выполнено условие

$$I_B \geq k_H I_{p_{\max}}, \quad (14.36)$$

где I_B — ток возврата токового реле *KA2*.

Учитывая, что $I_B = k_B I_y$, где k_B — коэффициент возврата реле, условие для выбора тока уставки запишется в следующем виде:

$$\frac{k_H I_{p_{\max}}}{k_B} \leq I_y \leq \frac{I_{K_{\min}}}{k_{\text{ч}}}. \quad (14.37)$$

Отсюда

$$I_{K_{\min}} \geq \frac{k_H k_{\text{ч}}}{k_B} I_{p_{\max}}. \quad (14.38)$$

При $k_B = 0,85$ [24, 25] будем иметь

$$I_{K_{\min}} \geq 1,94 I_{p_{\max}}. \quad (14.39)$$

Полученное условие обеспечения надежного функционирования защиты рассматриваемой зоны питания более жесткое по сравнению с (14.35).

Выбор тока уставки токовой отсечки тесно связан с длиной зоны, защищаемой ей. Выбор длины зоны, защищаемой токовой отсечкой, пояснен на рис. 14.20, а.

Длина зоны, защищаемой токовой отсечкой, $l_{\text{отс}}$ определяется исходя из следующих условий [25], рис. 14.20, а

$$l_{p,з} \leq l_{\text{отс}} \leq 0,8 l_{\text{пск}}, \quad (14.40)$$

где $l_{p,з}$ — длина зоны, в пределах которой воздушный выключатель электровоза не в состоянии разорвать мощность короткого замыкания на электровозе;

$l_{\text{пск}}$ — расстояние от тяговой подстанции до поста секционирования.

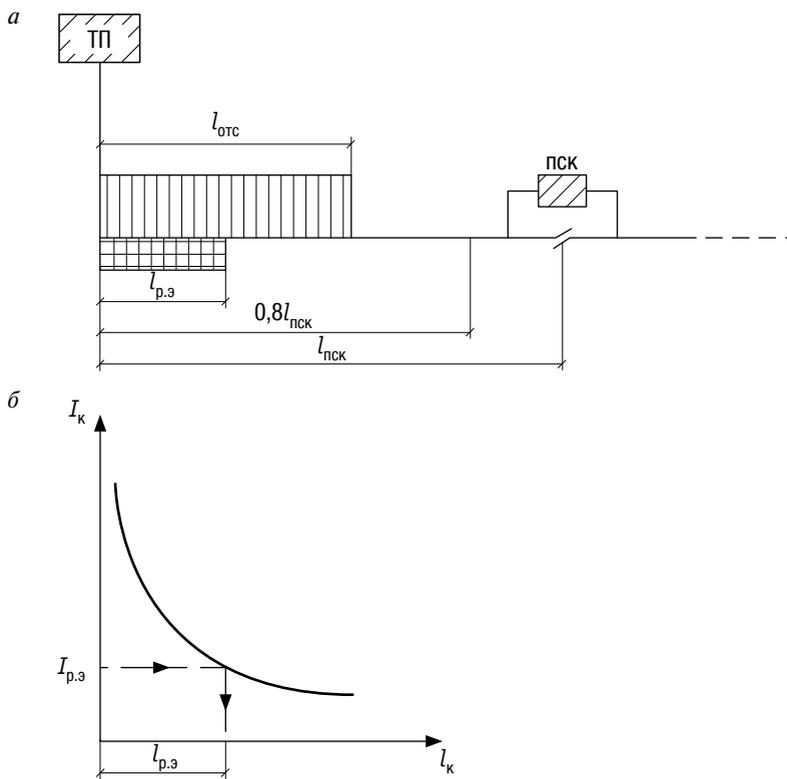


Рис. 14.20. К определению уставки токовой отсечки:
 а — к выбору длины зоны, защищаемой токовой отсечкой;
 б — определение длины зоны несрабатывания
 воздушного выключателя электровоза

Обеспечение условия $l_{отс} \leq 0,8 l_{пск}$ необходимо для предотвращения неселективного срабатывания защиты на фидере подстанции при коротком замыкании за постом секционирования (см. 14.1).

Величину $l_{р.э}$ находят исходя из разрывной мощности выключателя электровоза ВОВ-25, определяющей его разрывной ток $I_{р.э}$, и кривой изменения тока короткого замыкания $I_к$ в функции расстояния до точки короткого замыкания $l_к$, рис. 14.20, б. Ток уставки токовой отсечки $I_{у.отс}$ равен [25]

$$I_{у.отс} = k_{зап} I_{р.э}, \quad (14.41)$$

где $k_{зап}$ — коэффициент запаса, равный 0,8–0,85.

Определение установившихся значений токов короткого замыкания. Рассмотрим тяговую подстанцию с трехфазными трансформаторами. При вычислении установившихся значений токов к.з. в тяговой сети влиянием нагрузки на данном пути и других путях рассматриваемой межподстанционной зоны, а также соседних зон обычно пренебрегают [17]. Решение данной задачи можно рассматривать исходя из предположения, что питающая система обладает неограниченной мощностью. Возможность такого допущения очевидна, поскольку вычисляемые токи к.з. соизмеримы с токами нагрузок и практически не оказывают влияния на генераторы питающей энергосистемы. Величина тока к.з. будет зависеть от сопротивлений системы и обмоток трансформатора, схемы соединения обмоток трансформатора и сопротивления тяговой сети.

Установившийся ток короткого замыкания может быть найден из уравнения, рис. 14.21

$$\dot{U}_H = \Delta \dot{U}_{\text{тп}} + \Delta \dot{U}_{\text{тс}}, \quad (14.42)$$

где \dot{U}_H — номинальное напряжение на стороне тяговой обмотки трансформатора, равное 27,5 кВ;

$\Delta \dot{U}_{\text{тп}}$ — падение напряжения от тока к.з. во внешней части системы электроснабжения и на тяговой подстанции;

$\Delta \dot{U}_{\text{тс}}$ — падение напряжения от тока к.з. в тяговой сети.

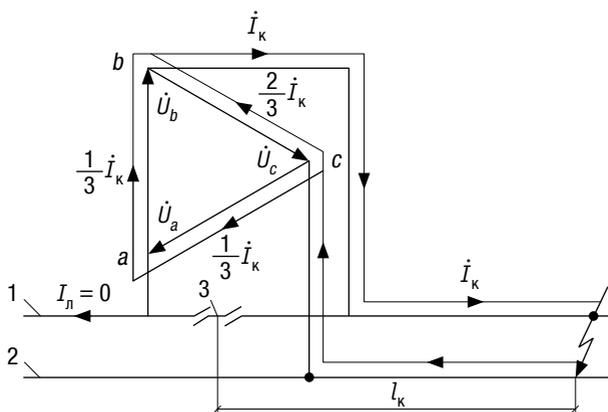


Рис. 14.21. К расчету установившегося значения тока короткого замыкания:

1 — контактная сеть; 2 — рельсы; 3 — нейтральная вставка

Схема подключения вторичной обмотки тягового трансформатора подстанции, совмещенная с векторной диаграммой напряжений вторичной обмотки, приведена на рис. 14.21. Предполагается, что короткое замыкание произошло на правом плече питания подстанции на расстоянии l_k от нее, а тяговая нагрузка левого плеча питания I_l равна нулю. Ток к.з., протекающий по тяговой сети I_k , распределяется между фазами трансформатора в соответствии с правилом распределения нагрузок плеч питания (см. 2.1), по которому $2/3$ тока I_k приходится на обмотку фазы c , так как ее напряжение подается на правое плечо питания, где произошло короткое замыкание (см. рис. 14.21). Если пренебречь активными сопротивлениями системы и трансформатора, то

$$\Delta \dot{U}_{\text{тп}} = j(X'_s + X'_T) \frac{2}{3} \dot{I}_k, \quad (14.43)$$

где X'_s — индуктивное сопротивление одной фазы системы, приведенное к напряжению 27,5 кВ;

X'_T — индуктивное сопротивление одной фазы трансформатора, приведенное к напряжению 27,5 кВ.

Падение напряжения в тяговой сети равно

$$\Delta \dot{U}_{\text{тс}} = (R_{\text{тс}} + jX_{\text{тс}}) \dot{I}_k, \quad (14.44)$$

где $R_{\text{тс}}$ и $X_{\text{тс}}$ — соответственно активное и индуктивное сопротивление тяговой сети до места короткого замыкания.

После подстановки (14.43) и (14.44) в (14.42) получим

$$\dot{U}_n = \frac{2}{3} \dot{I}_k j(X'_s + X'_T) + \dot{I}_k (R_{\text{тс}} + jX_{\text{тс}}). \quad (14.45)$$

Тогда

$$\dot{I}_k = \frac{\dot{U}_n}{\frac{2}{3} j(X'_s + X'_T) + jX_{\text{тс}} + R_{\text{тс}}}. \quad (14.46)$$

Величины X'_s и X'_T определяются соответственно по формулам (7.2) и (6.18). Подставив их в (14.46), можно определить модуль тока I_k

$$I_k = \frac{U_H}{\sqrt{\left[2 \left(\frac{U_H^2}{S_{к.з}} + \frac{u_k \% U_H^2}{100 S_H} \right) 10^3 + x l_k \right]^2 + (r_a l_k)^2}}, \quad (14.47)$$

где r_a и x — соответственно удельное активное и индуктивное сопротивление тяговой сети.

Для схемы с однофазными трансформаторами на тяговой подстанции расчетные формулы для определения тока I_k приведены в [17].

При вычислении токов к.з. учитывается возможное понижение напряжения питающей сети и U_H (в числителе, см. (14.47)) принимается равным 95 % напряжения холостого хода, т.е. 26,2 кВ [17].

При расчете $I_{k\min}$ расстояние l_k на однопутном и двухпутном участках при отсутствии постов секционирования принимается равным длине межподстанционной зоне, а при их наличии — расстоянию между тяговой подстанцией и постом секционирования.

Рабочие максимальные токи питающих фидеров тяговых подстанций и постов секционирования $I_{p\max}$ на участках переменного тока определяются по тем же формулам, что и на участках постоянного тока (см. 14.2).

14.6. Защита по минимальному напряжению

Принцип действия, выбор уставки. Защита по минимальному напряжению применяется как на участках постоянного, так и переменного тока. Обычно рассматривается как дополнительная или резервная. Основана на сопоставлении напряжений при рабочем режиме и режиме короткого замыкания в определенных, наиболее выгодных для этой цели точках тяговой сети. Сопоставление напряжений осуществляется с помощью установленных на участке потенциальных реле, определенным образом связанных с выключателями тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения. В качестве потенциальных реле используются реле минимального напряжения, присоединяемые к тяговой сети на участках постоянного тока через добавочные сопротивления, а на участках переменного тока — при помощи трансформаторов напряжения. При уменьшении напряжения в месте установки реле до напряжения уставки и ниже оно срабатывает. Для уяснения принципа действия защиты по минимальному

напряжению рассмотрим фидерную зону постоянного тока одно-стороннего питания, имеющую в конце «мертвую зону» токовой защиты длиной $l_{м.з}$, рис. 14.22.

Рассмотрим характер изменения напряжения в контактной сети для режима короткого замыкания. Учтем, что, как правило, в точке короткого замыкания имеет место дуга, падение напряжения в которой $\Delta U_{д}$ составляет 500–600 [24]. При коротком замыкании в наиболее удаленной точке фидерной зоны (в конце «мертвой» зоны токовой защиты) K_1 диаграмма изменения напряжения в контактной сети представляет наклонную прямую линию с начальной точкой, соответствующей напряжению на шинах тяговой подстанции $U_{тп}$, и конечной точкой, соответствующей падению напряжения в дуге $\Delta U_{д}$ (см. рис. 14.22). При коротком замыкании в начальной точке «мертвой» зоны токовой защиты, точке K_2 , характер диаграммы практически остается тот же самый, только в пределах «мертвой» зоны напряжение постоянно и равно $\Delta U_{д}$. Пунктирной линией показан уровень напряжения в контактной сети в случае отсутствия короткого замыкания и рабочей нагрузки на зоне (см. рис. 14.22).

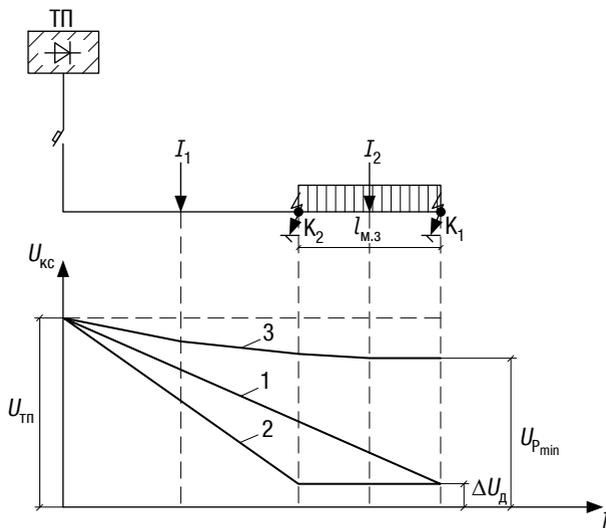


Рис. 14.22. Диаграммы распределения напряжения в контактной сети при рабочем режиме и режимах короткого замыкания:

- 1 — при коротком замыкании в точке K_1 ;
- 2 — коротком замыкании в точке K_2 ; 3 — рабочем режиме

В рабочем режиме при большой нагрузке (на зоне показаны две нагрузки I_1 и I_2) диаграмма распределения напряжения в контактной сети тоже носит падающий характер и представляет собой ломаную линию с минимальным значением напряжения в конце зоны питания $U_{p\min}$, которое в эксплуатации может составлять 2000–2200 В (см. рис. 14.22).

Сопоставляя значения $U_{p\min}$ и ΔU_d , видим, что $U_{p\min}$ существенно больше ΔU_d . Эта большая разница и позволяет выбрать уставку защиты U_y таким образом, чтобы она надежно срабатывала при коротком замыкании и не реагировала на рабочие режимы. Учитывая, что защита по минимальному напряжению с точки зрения выбора уставки относится к защитам второй группы (см. 14.1), ее уставка рассчитывается исходя из следующего выражения (см. (14.7)):

$$k_{\text{ц}} U_{\text{кmax}} \leq U_y \leq \frac{U_{\text{pmin}}}{k_{\text{н}}}, \quad (14.48)$$

где $U_{\text{кmax}} \geq \Delta U_d$ (в зависимости от места установки реле);

$k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, равный 1,1–1,3;

$k_{\text{ц}}$ — коэффициент чувствительности, равный 1,3–1,5 [24].

При выборе мест установки потенциальных реле (реле минимального напряжения) различают два случая. Первый из них предполагает, что зоны максимальных токовых защит смежных тяговых подстанций перекрываются, рис. 14.23, *а*.

Быстродействующие выключатели, установленные на фидерах тяговых подстанций А и Б, не полностью защищают межподстанционную зону, рис. 14.23, *а*. Защищая большую часть межподстанционной зоны (участки $l_{\text{заш.А}}$ и $l_{\text{заш.Б}}$), они в то же время имеют «мертвые» зоны около смежной подстанции (участки $l_{\text{м.з.А}}$ и $l_{\text{м.з.Б}}$). В этом случае на зоне питания устанавливают два реле минимального напряжения (РМН) по одному у каждой подстанции (см. рис. 14.23, *а*, реле РМН указаны крестиком, которые обведены).

Во втором случае, когда зоны токовых защит смежных подстанций не перекрываются, на зоне питания устанавливают три реле РМН, рис. 14.23, *б*. К реле около каждой тяговой подстанции добавляется реле, установленное в средней точке «мертвой» зоны, длиной $l_{\text{м.з}}$, общей для выключателей обеих подстанций.

Рассмотрим межподстанционную зону однопутного участка с двусторонним питанием, на которой зоны токовых защит, установленных на фидерах подстанций, перекрываются, рис. 14.24, *а*.

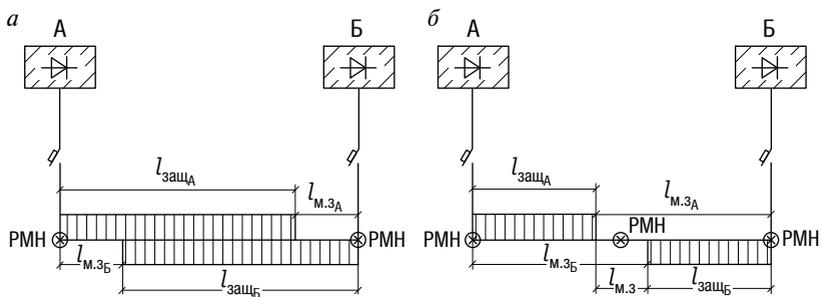


Рис. 14.23. Места установки реле минимального напряжения:
a — при перекрытии зон токовых защит смежных тяговых подстанций;
б — при наличии общей «мертвой» зоны токовых защит смежных тяговых подстанций

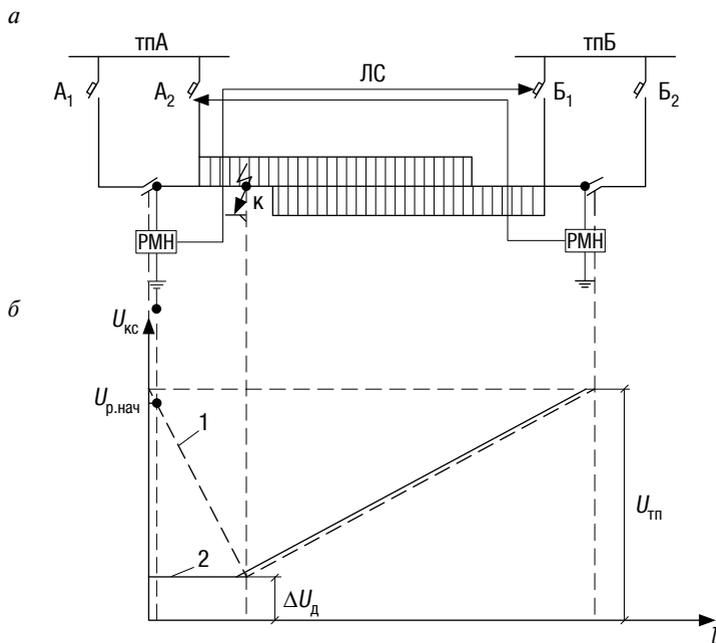


Рис. 14.24. Защита от токов к.з.
 при помощи вольтметровой блокировки:
a — принципиальная схема; *б* — потенциальные диаграммы:
 1 — до срабатывания выключателя A_2 ;
 2 — после срабатывания выключателя A_2

Около обеих подстанций установлено реле минимального напряжения (РМН), которое с помощью специальной линии связи связано с БВ соседней подстанции, рис. 14.24, *а* [9]. В качестве линии связи предлагается использовать однопроводную воздушную линию и рельс [5, 9]. Рассмотрим последовательность срабатывания отдельных элементов защиты при коротком замыкании в точке К, находящейся в «мертвой» зоне для быстродействующего выключателя B_1 . При коротком замыкании в данной точке в начальный момент времени (до срабатывания выключателя A_2 на подстанции А) диаграмма изменения напряжения по длине межподстанционной зоны приведена на рис. 14.24, *б*. В точке короткого замыкания имеет место падение напряжения в дуге ΔU_d , а на шинах тяговых подстанций напряжение равно $U_{тп}$. Напряжение на реле РМН, установленном около подстанции А, получается равным $U_{р.нач}$ (практически напряжение на фидере подстанции), которое больше его напряжения уставки U_y . После срабатывания выключателя A_2 положение потенциальной диаграммы несколько изменяется (см. рис. 14.24, *б*). Видно, что на РМН около подстанции А приходится напряжение ΔU_d , что вызывает его срабатывание. Происходит запуск вольтметровой блокировки, и сигнал поступает на отключение выключателя B_1 подстанции Б. В результате подпитка точки короткого замыкания со стороны обеих подстанций прекращается. Таким образом, чтобы сработала вольтметровая блокировка, необходимо соблюдение двух условий: срабатывание выключателя на одной из подстанций и срабатывание РМН около этой подстанции. Достаточно подробная схема вольтметровой блокировки приведена в [5, 25]. Вольтметровая блокировка успешно применяется на однопутных линиях в средней и южной полосе России [26].

14.7. Дистанционная защита

Защита применяется на фидерах тяговых подстанций и постов секционирования, а также в отдельных случаях на пунктах параллельного соединения [24] и является основной на участках переменного тока. Принцип действия защиты состоит в том, что реле сопротивления непрерывно замеряет некоторое условное (фиктивное) сопротивление тяговой сети, равное отношению первой гармонической составляющей напряжения к первой гармонической

составляющей тока. При коротком замыкании напряжение в тяговой сети падает, а ток увеличивается. При снижении измеряемого сопротивления ниже сопротивления срабатывания реле последнее срабатывает. Само по себе сопротивление срабатывания $Z_{\text{ср}}$, как правило, не есть величина постоянная, так как оно зависит от угла сдвига между напряжением и током, подаваемыми на реле, который при коротком замыкании увеличивается и при отсутствии тяговой нагрузки на зоне питания составляет $60\text{--}70^\circ$. При рабочем режиме этот угол равен $30\text{--}45^\circ$ [24, 25].

Совокупность точек на комплексной плоскости, соответствующих действию реле сопротивления, называется областью срабатывания, а совокупность остальных точек — областью несрабатывания. Зоны срабатывания и несрабатывания разделяет граничная линия, которая называется характеристикой срабатывания реле на комплексной плоскости, или угловой характеристикой, рис. 14.25. Если конец вектора измеряемого сопротивления из начала координат комплексной плоскости попадет внутрь окружности, реле сработает, а если он окажется вне окружности, — реле не сработает.

Рассмотрим две наиболее простые характеристики срабатывания: для ненаправленного реле полного сопротивления (см. рис. 14.25, *а*) и для одной из разновидностей направленного реле сопротивления (см. рис. 14.25, *б*). Ненаправленное реле сопротивления реагирует только на величину модуля вектора сопротивления \dot{Z} . Уравнением, описывающим характеристику срабатывания такого реле, будет $Z_{\text{ср}} = Z_{\text{с.з}}$, где $Z_{\text{с.з}}$ — сопротивление срабатывания (уставка реле). Для направленного реле сопротивления уравнение характеристики срабатывания выглядит несколько иначе, потому что оно реагирует не только на величину модуля вектора сопротивления \dot{Z} , но и на угол сдвига между напряжением и током при коротком замыкании

$$Z_{\text{ср}} = Z_{\text{с.з}} \cos(\alpha - \varphi), \quad (14.49)$$

где $Z_{\text{с.з}}$ — сопротивление срабатывания защиты (уставка реле);

α — угол максимальной чувствительности реле, является параметром реле (для характеристики срабатывания на рис. 14.25, *б* он равен 65°);

φ — угол сдвига между напряжением и током, подаваемыми на реле, определяется режимом работы участка (рабочий или режим короткого замыкания).

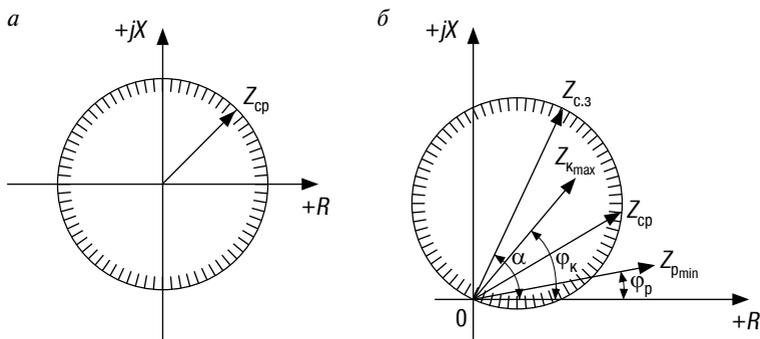


Рис. 14.25. Характеристики срабатывания реле сопротивлений на комплексной плоскости:
a — ненаправленное реле сопротивления;
б — направленное реле сопротивления

При максимальных токах нагрузки, соизмеримых с минимальными токами удаленных коротких замыканий, для понижения чувствительности реле к рабочему режиму (в области малых значений угла φ) при сохранении требуемой чувствительности к режиму короткого замыкания (в области больших значений угла φ) применяют реле сопротивления со сложными характеристиками срабатывания $Z_{cp} = f(\varphi)$, приведенными в [24]. Необходимо учитывать, что реле сопротивления с характеристиками, проходящими через начало координат, имеют «мертвую» зону при коротком замыкании в непосредственной близости от тяговой подстанции, сопровождающемся дугой, обладающей активным сопротивлением, когда вектор сопротивления может выйти за пределы области срабатывания реле (см. рис. 14.25, б). Это не наблюдается у ненаправленного реле сопротивления, которое должно быть отстроено от коротких замыканий, происходящих в точках за ним. Что может быть достигнуто за счет отстройки защиты с помощью токового пуска (блокировки по току) [24]. Кроме того, необходимо учитывать, что все реле сопротивления имеют «мертвую» зону при коротком замыкании в непосредственной близости от тяговых подстанций, когда имеет место резкое понижение напряжения, подаваемое на реле, и его возможный отказ в работе.

В типовых комплектах защиты типа УЭЗФ, УЗТБ, УЭЗФМ была использована двухступенчатая защита с направленными реле сопротивления. В комплекте УЭЗФМК реализована трехступенчатая дистанционная защита. Вследствие устаревшей элементной базы

указанных комплектов в дальнейшем было освоено производство защит АЗ и МЗКС на интегральных микросхемах, а также микропроцессорной защиты БМРЗ-27,5-ФСК [24].

Рассмотрим двухступенчатую дистанционную защиту на фидере тяговой подстанции, ее принципиальная схема приведена на рис. 14.26.

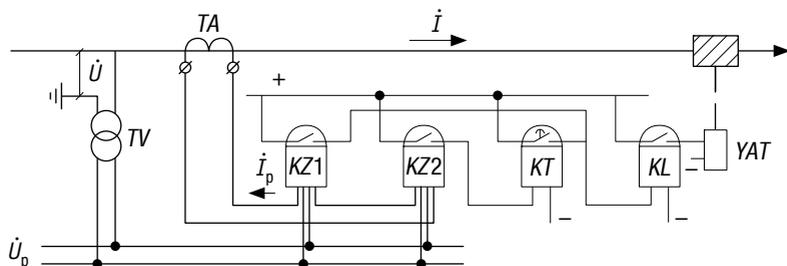


Рис. 14.26. Принципиальная схема дистанционной защиты на фидере тяговой подстанции

На приведенной схеме оба реле $KZ1$ и $KZ2$, питаемые от трансформатора тока TA и трансформатора напряжения TV , направленные. Вторая ступень защиты, реле $KZ2$, срабатывает с выдержкой времени по той же самой причине, что и при токовой защите (см. 14.5). Зона срабатывания защиты первой ступени, реле $KZ1$, — не более 0,8 расстояния от подстанции до поста секционирования (см. 14.5). Вторая ступень защищает оставшуюся часть этого расстояния, резервируя первую ступень защиты и перекрывая частично зону защиты поста секционирования. Срабатывание реле $KZ1$ приводит к срабатыванию промежуточного реле KL и отключению выключателя на фидере подстанции после подачи напряжения на его катушку отключения YAT (см. рис. 14.26). Срабатывание реле $KZ2$ вызывает последовательное срабатывание реле времени KT с выдержкой времени на замыкание и промежуточного реле KL с последующим отключением выключателя. Для ликвидации «мертвой» зоны реле $KZ1$ при коротком замыкании в непосредственной близости от подстанции предусматривается перевод этого реле в режим токовой отсечки, либо введение в комплект защиты дополнительно токовой отсечки, срабатывающей при коротком замыкании в «мертвой» зоне реле $KZ1$.

Выбор уставки ненаправленного реле сопротивления дистанционной защиты производится исходя из того, что ненаправленная

дистанционная защита с точки зрения выбора уставки относится к защитам второй группы (см. (14.7)). Поэтому условие выбора уставки $Z_{с.з}$ будет выглядеть следующим образом:

$$k_q Z_{к_{max}} \leq Z_{с.з} \leq \frac{Z_{p_{min}}}{k_B k_H}, \quad (14.50)$$

где $Z_{p_{min}}$ — минимальное значение сопротивления при рабочем режиме;

$Z_{к_{max}}$ — максимальное значение сопротивления при режиме короткого замыкания;

k_q — коэффициент чувствительности защиты, равный 1,2–1,5 (в зависимости от расчетной схемы короткого замыкания [24];

k_H — коэффициент надежности защиты, равный 1,1–1,3;

k_B — коэффициент возврата реле сопротивления, равный 1,15–1,25 [24], см. также (14.5).

Определение $Z_{p_{min}}$, $Z_{к_{max}}$, $Z_{с.з}$ и особенности дистанционной защиты от токов к.з. в тяговой сети системы электроснабжения 2×25 кВ приведены в [24].

Дистанционная защита на участках постоянного тока носит название «защита по сопротивлению». Ее описание приводится в [24].

14.8. Краткие сведения о некоторых других защитах

К физическим признакам, которые могут быть использованы при построении защиты от токов короткого замыкания, относятся скорость нарастания тока dI/dt и бросок (приращение) тока ΔI (см. 14.1).

На участках переменного тока в момент постановки трансформатора на электровозе под напряжение амплитуда броска намагничивающего тока может быть равна 500–600 А при наличии на участке продольной емкостной компенсации и отсутствии защиты от субгармоник (см. 9.2, 9.3). После внезапного отключения фидера и автоматического повторного включения броски тока на межподстанционной зоне длиной 40–70 км достигают 1500–2500 А [24]. Установившиеся значения тока к.з. в удаленных точках на расстояниях между тяговыми подстанциями 50–65 км на двухпутном участке изменяются в диапазоне от 700 до 900 А. При наличии постов секционирования эти значения будут примерно в два раза больше.

На участках постоянного тока при пуске электропоездов и двенадцатисосных электровозов ток достигает 2100–3600 А. Изменение схемы соединения двигателей сопровождается бросками (приращеннями) тока до 900–1200 А [18]. При коротком замыкании на основе данных, приведенных в [26], можно считать, что бросок тока на однопутных участках составляет не менее 1600 А, а на двухпутных — не менее 2200 А.

Скорость изменения тока на участках постоянного тока в начальный момент пуска составляет для электровозов примерно 30 кА/с, а для электропоездов 80–320 кА/с [24]. В эксплуатации, особенно при больших скоростях движения, происходят кратковременные отрывы токоприемников локомотивов от контактных проводов, что равносильно кратковременному исчезновению напряжения и повторному его появлению. Такое же явление наблюдается при отключении фидера защитой (например, от перегрузки) и его повторном включении устройствами АПВ. В случае повторного появления напряжения возникают броски токов переходного режима, значение которых зависит от длительности перерыва питания. При отрывах токоприемников броски тока достигают 500 А и имеют крутизну фронта 60–80 кА/с. Скорость же изменения тока к з. может изменяться от 70–100 кА/с (при удаленных коротких замыканиях) и до 500–700 кА/с (при коротких замыканиях вблизи шин подстанций) [24].

Приведенные данные о скорости нарастания тока dI/dt и бросках тока ΔI в режиме короткого замыкания и рабочем режиме показывают, что по этим характеристикам довольно сложно судить о режиме в тяговой сети. Хотя броски тока при коротком замыкании, как правило, больше, чем при рабочем режиме.

Принципиальная схема защит от токов короткого замыкания, основанных на использовании скорости нарастания тока и броска тока, а также теория их работы приведены в [5, 17, 25].

Ток электровозов и электропоездов с выпрямительными установками на участках переменного тока имеет несинусоидальную форму, содержащую весь спектр нечетных гармоник. Наибольшую долю составляют третья и пятая гармоники. Процентное содержание третьей гармоники в кривой тока электровоза составляет 18% [17]. Процентное содержание гармоник уменьшается с увеличением тока электровоза. Для фидера оно зависит также от числа электровозов на зоне питания, большему значению нагрузки соответствует меньшее процентное содержание гармоник. Это объясняется сдвигом фаз третьей и пятой гармоник токов отдельных поездов,

вследствие чего они суммируются геометрически. Содержание третьей гармоники в рабочем токе фидера не падает ниже 7–12% [17, 24]. В то же время содержание третьей гармоники в токе к.з. даже при максимально возможной остаточной тяговой нагрузке не выше 2–4%. Принципиальная схема защиты по относительной величине третьей гармонической составляющей тока фидера приведена в [17].

В последние годы в результате выполненных разработок были созданы цифровые защиты от токов к.з. в тяговой сети для участков постоянного и переменного тока [29].

Для участков постоянного тока было разработано устройство цифровых защит и автоматики фидеров ЦЗАФ-3,3. Комплект ЦЗАФ-3,3 включает в себя следующие защиты от токов к.з.:

- двунаправленная максимальная токовая для прямого и обратного направлений от 500 до 8000 А (прямым направлением тока является его протекание от шин в контактную сеть). Выполняет две функции: максимальной токовой защиты контактной сети и защиты от коротких замыканий в распределительном устройстве 3,3 кВ. В последнем случае защита отключает фидер контактной сети, предотвращая тем самым подпитку короткого замыкания в РУ-3,3 кВ от смежной тяговой подстанции;
- направленная по приращению тока;
- направленная по критической скорости нарастания тока;
- направленная дистанционная (защита по сопротивлению);
- по минимальному напряжению.

Все защиты имеют уставку и по времени выдержки. Все уставки изменяются ступенчато, с определенным шагом. Предусмотрены возможность задания трех различных наборов уставок защит, что повышает надежность отключения короткого замыкания и уменьшает вероятность ложного срабатывания комплекта защиты, а также выбор одного из них в качестве расчетного варианта.

Комплект цифровой защиты для участков переменного тока ЦЗА-27,5-ФКС, выполняя функции автоматики, управления, сигнализации, контроля параметров и ряд других, включает в себя следующие виды защит от токов к.з. [29]:

- токовая отсечка с мгновенным действием на отключение по действующему значению первой гармоники тока;
- токовая отсечка с мгновенным действием на отключение по мгновенному значению тока (в аварийной ситуации мгновенное значение тока может превышать действующее значение установившегося тока к.з. в 2,82 раза;

- дистанционная, имеет четыре ступени, первая из них может быть направленной или ненаправленной. Три оставшиеся ступени — направленные с реле сопротивления, обладающим сложной характеристикой срабатывания в виде сектора на комплексной плоскости, ограниченного сверху дугой, соответствующей значению уставки по модулю полного сопротивления, и двумя углами, заданными своими уставками, рис. 14.27. Значения углов φ_1 и φ_2 (см. рис. 14.27) могут изменяться соответственно от 0 до 60° и от 90 до 170° . Все ступени дистанционной защиты выполняются с выдержкой времени;

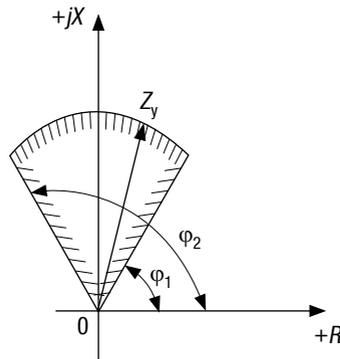


Рис. 14.27. Характеристика срабатывания направленных реле сопротивления в устройстве ЦЗА-27,5-ФКС

- резервная токовая от близких коротких замыканий, вызывающих существенное снижение напряжения, приходящиеся на реле сопротивления; ступени направленной дистанционной защиты автоматически резервируются соответствующими ступенями резервной токовой защиты. Автоматическое переключение на резервную токовую защиту происходит при падении значения напряжения на фидере ниже значения минимального напряжения, равного 3% номинального напряжения;
- по минимальному напряжению.

УСИЛЕНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

15.1. Причины, обуславливающие необходимость усиления систем электроснабжения электрифицированных железных дорог

На электрифицированных участках проблема усиления систем электроснабжения возникает, когда из-за возрастающей тяговой нагрузки на зонах питания показатели работы системы не соответствуют установленным нормативам. К таким показателям, как правило, относят:

- средний уровень напряжения на токоприемнике электроподвижного состава за время хода 3 мин (по наиболее тяжелому, с точки зрения уровня напряжения на токоприемнике, отрезку пути межподстанционной зоны), который должен быть не менее 21 кВ на участках переменного тока и 2,7 кВ на участках постоянного тока [2];
- максимальные эффективные токи фидеров тяговых подстанций за интервалы времени 20,3 и 1 мин, которые не должны превышать допустимых по нагреву токов для существующего на участке типа контактной подвески [30];

- максимальные рабочие токи фидеров тяговых подстанций и постов секционирования и минимальные напряжения в тяговой сети, которые не должны нарушать условие, по которому были выбраны действующие уставки защит от токов короткого замыкания, используемые на фидерах (см. (14.13), (14.37), (14.48) и (14.50));
- перегрузки выпрямительных агрегатов на тяговых подстанциях постоянного тока, которые не должны превышать допустимых [6], и температуры наиболее нагретой точки обмотки и верхних слоев масла трансформатора [6].

Увеличение тяговой нагрузки на зонах питания может иметь место из-за увеличения суточных размеров движения в связи с возрастанием грузопотока, внедрением более мощного электроподвижного состава, появлением на участках тяжеловесных поездов. В последние годы на электрифицированные участки поступают новые мощные грузовые и пассажирские электровозы постоянного и переменного тока. В частности, появились 8-осные грузовые электровозы постоянного тока 2ЭС4К — Дончак, 2ЭС6 — Синара, 2ЭС10 — Гранит с длительной мощностью, соответственно 5920, 6000 и 7600 кВт и грузовой электровоз переменного тока 2ЭС5К — Ермак с длительной мощностью 6120 кВт. Следует отметить и пассажирские электровозы постоянного тока ЭП-1М и ЭП-2К с длительной мощностью 4400 кВт и двухсистемный пассажирский электровоз ЭП-20 (на 3 кВ постоянного тока и 25 кВ переменного тока) с длительной мощностью 6600 кВт.

Появление тяжеловесных поездов на двухпутных участках, движение которых, как правило, имеет место по одному из путей, значительно увеличивает нагрузку, приходящуюся на все элементы системы. Очень важно знать, сумеет ли система электроснабжения участка при ее существующих параметрах выдержать возрастающие перегрузки. Это можно сделать, применяя метод расчета системы электроснабжения с использованием имитационной модели ее работы, так как он позволяет учесть действительные условия эксплуатации, в том числе и с точки зрения организации движения поездов [6].

15.2. Основные способы усиления системы электроснабжения участков постоянного тока

Самым эффективным способом усиления системы электроснабжения на участках постоянного тока при расчетном напряжении в контактной сети 3 кВ является строительство дополнительной тяговой подстанции на межподстанционной зоне. Применяется в том случае, когда другие способы усиления системы (увеличение сечения контактной подвески, пункты параллельного соединения контактной сети, дополнительные выпрямительные агрегаты на существующих тяговых подстанциях, вольтодобавочные устройства на тяговых подстанциях и в контактной сети, тяговые трансформаторы с плавным бесконтактным регулированием напряжения) не позволяют улучшить показатели работы системы электроснабжения в необходимой мере. Однако такой способ усиления системы, улучшающий все показатели ее работы, достаточно дорогой.

С экономической точки зрения предпочтительнее установка на межподстанционной зоне одноагрегатного тягового блока, принципиальная схема которого изображена на рис. 15.1 [31, 32]. Его питание осуществляется от распреустройства РУ-10 кВ (ОРУ-35 кВ) ближайшей тяговой подстанции. Вариант электроснабжения тягового блока напряжением 110 кВ значительно усложняет его конструкцию и вряд ли конкурентен с другими видами усиления. Подвеску проводов ЛЭП-10 или ЛЭП-35 кВ сечением 3хАС-95 можно выполнить на опорах контактной сети или, используя линию продольного электроснабжения. Другой вариант — применение ВЛ СЦБ при переводе питания этих устройств от контактной сети через преобразователи напряжения 3,0 кВ постоянного тока в напряжение 0,22 кВ переменного тока [6].

Комплектный регулируемый телеуправляемый тяговый блок, разработанный институтом «Уралгипротранс», снабжен устройством автоматического бесконтактного регулирования напряжения [32]. Желательно в качестве РУ-3,3 кВ блока использовать существующее оборудование поста секционирования.

Еще один вариант усиления системы электроснабжения постоянного тока — использование пункта повышенного напряжения ППН-6,6 кВ [32]. На ближайшей тяговой подстанции дополнительно устанавливается специальный преобразовательный агрегат с выходным напряжением постоянного тока 6,6 кВ (рис. 15.2), подаваемым по проводам 2 А-185 к месту установки ППН-6,6 кВ. Преобразовательный агрегат со стороны переменного

тока подключается к РУ-10 или ОРУ-35 кВ, а со стороны постоянного тока — к РУ-6,6 кВ через разъединители и быстродействующий автомат на 6,6 кВ с установкой индивидуального фильтрующего устройства и реактора в тяговых шинах агрегата. В ППН-6,6 кВ напряжение 6,6 кВ преобразуется в напряжение 3,3 кВ постоянного тока и подается через РУ-3,3 кВ в тяговую сеть.

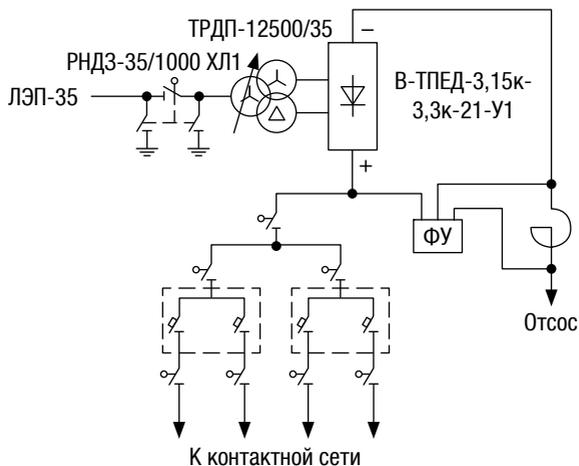


Рис. 15.1. Однолинейная схема одноагрегатного тягового блока

Все оборудование одноагрегатного тягового блока или ППН-6,6 кВ размещается в камерах заводского изготовления, полностью комплектуется на заводе-изготовителе и доставляется на площадку для монтажа в виде готовых блоков.

Сравнение вариантов усиления по потере мощности, количеству и составу оборудования показывает, что усиление системы 3,3 кВ с применением одноагрегатного тягового блока является более предпочтительным [32].

Установка одноагрегатных тяговых блоков или ППН-6,6 кВ позволяет существенно улучшить показатели работы системы электроснабжения постоянного тока, указанные в 15.1.

Если в эксплуатации требуется улучшить отдельные показатели работы системы, то применяют менее затратные способы усиления. Следует отметить, что такие методы усиления, как увеличение сечения контактной подвески, применение пунктов параллельного соединения контактной сети, установка дополнительных

выпрямительных агрегатов, которые применялись ранее, на начальных этапах решения проблемы усиления системы, себя практически исчерпали. Чаще для улучшения отдельных показателей работы системы применяют регулирование напряжения на тяговых подстанциях или непосредственно в тяговой сети.

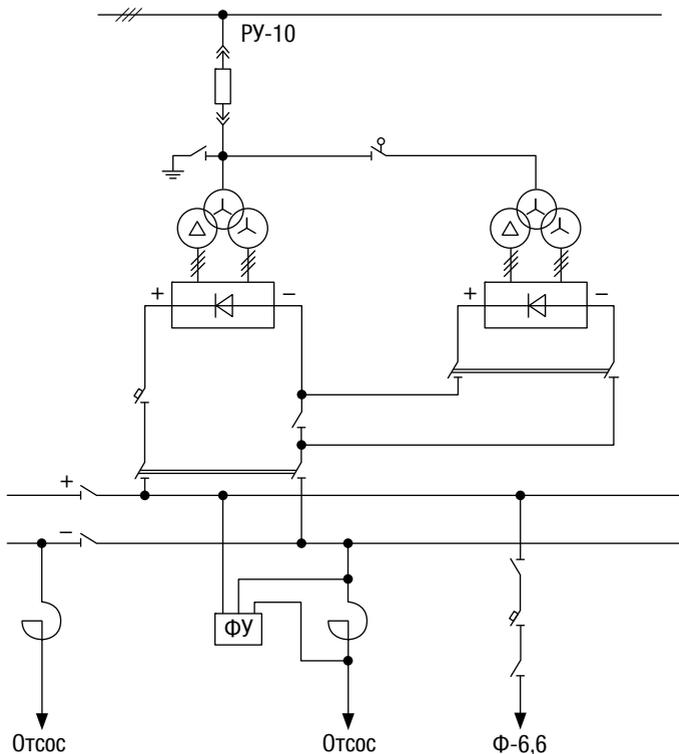


Рис. 15.2. Однолинейная схема преобразовательного агрегата 6,6 кВ

Рассмотрим основные способы регулирования напряжения в системе электроснабжения постоянного тока.

1. Ступенчатое контактное регулирование напряжения трансформаторов.

Изменение коэффициента трансформации головных трехфазных трансформаторов осуществляется изменением числа витков первичной обмотки, соединенной в звезду. Последнее облегчает коммутационную аппаратуру при регулировании напряжения под

нагрузкой, так как разрываются меньшие токи. Кроме того, регулирование напряжения на первичной стороне необходимо для того, чтобы подводимое к первичной обмотке напряжение не превосходило допустимых для каждого ответвления значений. В противном случае возрастают намагничивающий ток и потребляемая реактивная мощность, увеличивается искажение кривой напряжения [33].

Для регулирования трансформаторы снабжаются специальными регулировочными ответвлениями. В зависимости от способа переключения регулировочных ответвлений различают трансформаторы следующих типов:

- не имеющие устройств для переключения ответвлений под нагрузкой. Они сокращенно названы трансформаторами с ПБВ (с переключением без возбуждения);
- снабженные встроенными устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), в которых изменение коэффициента трансформации производят без отключения.

Для изменения коэффициента трансформации с ПБВ трансформаторы необходимо отключать от сети. Такие переключения делаются редко, при сезонном изменении нагрузки (1–2 раза в год).

Трансформаторы с РПН позволяют изменять коэффициент трансформации несколько раз в сутки. Условная принципиальная схема одной фазы трансформатора с РПН показана на рис. 15.3 [33].

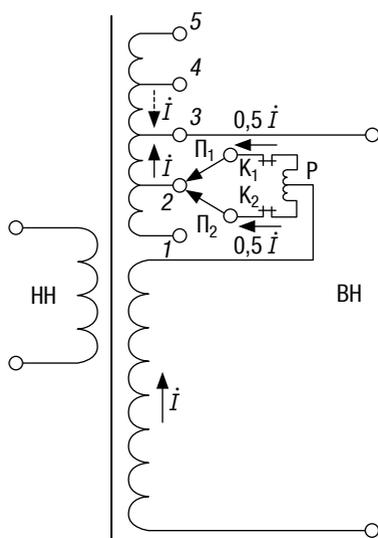


Рис. 15.3. Схема фазы трансформатора с РПН

Обмотка высшего напряжения (ВН) состоит из двух частей: основной нерегулируемой и регулируемой. Последняя выполнена с рядом ответвлений к неподвижным контактам 1–5.

При номинальном напряжении на обмотке высшего напряжения используется средний вывод 3 — основной вывод обмотки (см. рис. 15.3).

Переход на ответвления 1 и 2 увеличивает число витков первичной обмотки, а следовательно, коэффициент трансформации и уменьшает напряжение на обмотке низшего напряжения (НН).

Использование ответвлений 4 и 5 уменьшает число витков первичной обмотки, а следовательно, коэффициент трансформации и увеличивает напряжение на вторичной обмотке.

Переключающее устройство для регулируемой части обмотки состоит из подвижных контактов Π_1 и Π_2 контакторов K_1 и K_2 и реактора Р. Середина реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки. В нормальном режиме работы ток обмотки ВН распределяется поровну между полуобмотками реактора. Поэтому магнитный поток реактора мал и падение напряжения в нем незначительно.

При переключении со второго ответвления на первое отключается контактор K_1 , переводится подвижной контакт Π_1 на ответвление 1 и включается контактор K_1 . В этот момент секция обмотки 1–2 оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, обусловленный напряжением секции 1–2. Далее отключается контактор K_2 , переводится подвижной контакт Π_2 на ответвление 1 и включается контактор K_2 .

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации может быть автоматизировано (АРН). Порядок работы схемы автоматического регулирования напряжения под нагрузкой показан на рис. 15.4.

Если в процессе своего изменения напряжение превзошло некоторый уровень 2 и в течение времени t_1 остается выше уровня 7, переключатель приходит в действие и через собственное время работы t_2 производит переключение. Если время $t < t_1$ (на рис. 15.4 справа), переключение не происходит. Во избежание возникновения явления «качания» зона нечувствительности реле берется шире ступени регулирования на 2δ . Регулировку автоматики переключения стремятся выполнить так, чтобы получить необходимый эффект от регулирования при минимальном числе срабатываний переключателя. Это достигается путем рационального выбора среднего уровня регулируемого напряжения, зоны нечувствительности и выдержки времени [6].

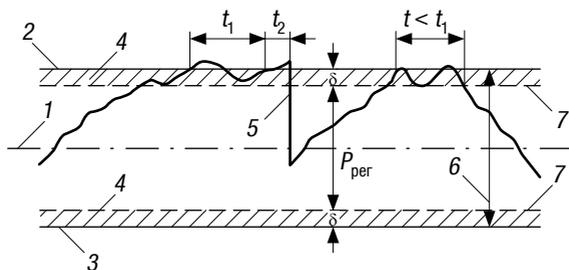


Рис. 15.4. Изменение напряжения при ступенчатом регулировании под нагрузкой: 1 — номинальное напряжение реле; 2—3 — соответственно верхний и нижний уровни срабатывания реле; 4 — зона удержания реле; 5 — переключение на низшую ступень регулирования; 6 — зона нечувствительности реле; 7 — уровни напряжения отпущения реле; t_1 — выдержка времени; t_2 — время работы приводного механизма переключателя; $P_{\text{пер}}$ — величина ступени регулирования; δ — погрешность реле

Исходя из определения вероятностно-статистических характеристик выпрямленного напряжения с учетом АРН [6] теоретически была выведена зависимость количества переключений устройства АРН от выдержки времени на переключение (рис. 15.5), позволяющая оптимизировать качество напряжения при заданных значениях работоспособности переключающего механизма [6].

Заметим, что при параллельной работе нескольких трансформаторов на одной подстанции во избежание появления значительного уравнильного тока применяют схемы, обеспечивающие одновременное переключение регуляторов всех трансформаторов. Внешняя характеристика трансформатора при автоматическом регулировании напряжения представлена на рис. 15.6.

Современные трансформаторы с РПН имеют 18 дополнительных ответвлений через 1,78% номинального числа витков между основными выводами первичной обмотки. Диапазон регулирования их $\pm 9 \times 1,78\% = \pm 16\%$.

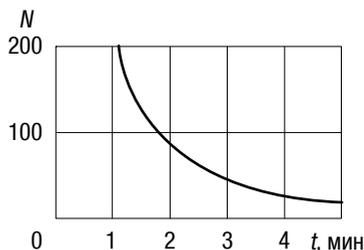


Рис. 15.5. Зависимость числа переключений устройства регулирования напряжения под нагрузкой от выдержки времени: N — число переключений в сутки; t — выдержка времени в минутах

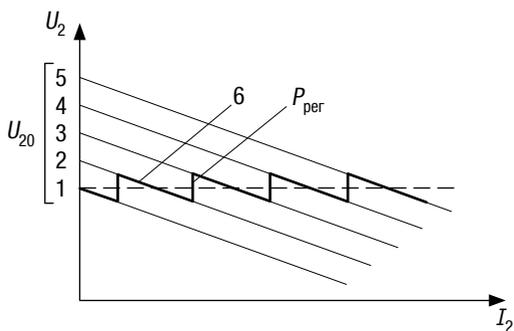


Рис. 15.6. Внешние характеристики трансформатора:
 1, 2, 3, 4, 5 — естественные; 6 — автоматическая;
 $P_{\text{пер}}$ — степень регулирования

В устройствах электроснабжения железных дорог трансформаторы с ПБВ используются на подстанциях постоянного тока для питания выпрямительных агрегатов.

Перспективно вместо контакторов K_1 и K_2 (рис. 15.7) использовать в качестве их тиристорные ключи. Переключение ступеней происходит так же, как и в устройстве, показанном на рис. 15.3. Переключается тот подвижной контакт, в цепи которого тиристорный ключ закрыт, и ток не протекает [6].

2. Плавное бесконтактное регулирование напряжения с помощью управляемых реакторов. На электрифицированных участках железных дорог РФ применяется бесконтактное регулирование выпрямленного напряжения, основанное на плавном изменении коэффициента трансформации преобразовательного трансформатора [31] (рис. 15.7).

Регулирование напряжения всегда осуществляется с высокой стороны трансформатора, что приводит к меньшим затратам активных материалов. В регулируемую часть первичной обмотки трансформатора $W_{1\alpha}$ включаются два управляемых реактора УР 1 и УР 2.

Управляемый реактор имеет две обмотки, рабочую, включенную в цепь тока первичной

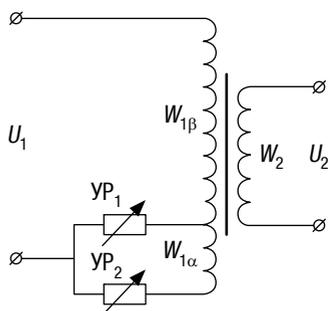


Рис. 15.7. Принципиальная электрическая схема бесконтактного регулирования напряжения в однофазном исполнении

обмотки трансформатора, и обмотку управления, питаемую от источника постоянного тока. При изменении тока управления реактора индуктивное сопротивление рабочей обмотки изменяется по закону, представленному на рис. 15.8.

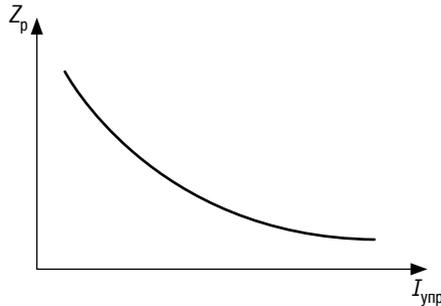


Рис. 15.8. Зависимость индуктивного сопротивления реактора Z_p от тока управления $I_{упр}$

В процессе автоматического регулирования производят подмагничивание одного и размагничивание другого реактора за счет их токов управления. Если УР1 размагничен, т.е. $I_{упр1} = 0$, то $Z_{yp1} = \max$. Если в это время УР2 намагничен, т.е. $I_{упр2} = \max$ и $Z_{yp2} = \min$, то в формировании тока первичной обмотки участвуют все витки первичной обмотки ($W_{1\beta} + W_{1\alpha}$) и тогда имеет место максимальный коэффициент трансформации $k_{тmax}$ и минимальное значение напряжения на вторичной обмотке U_2

$$k_{тmax} = \frac{W_{1\beta} + W_{1\alpha}}{W_2} \text{ и } U_2 = \min.$$

При полном размагничивании УР2 и одновременном намагничивании УР1, т.е. $Z_{yp2} = \max$, а $Z_{yp1} = \min$, напряжение питающей сети прикладывается к наименьшему числу витков первичной обмотки $W_{1\beta}$, поэтому $k_{тmin} = \frac{W_{1\beta}}{W_2}$ и $U_2 = \max$.

Особенность такого трансформатора — плавное изменение коэффициента трансформации по закону

$$k_{тп} = k_{т\beta} + pk_{т\alpha},$$

где $k_{T\beta} = \frac{W_{1\beta}}{W_2}$; $k_{T\alpha} = \frac{W_{1\alpha}}{W_2}$; p — параметр, зависящий от режимов подмагничивания [32]

$$p = \frac{Z_{yp1}}{Z_{\alpha} + Z_{yp1} + Z_{yp2}},$$

где Z_{α} ; Z_{yp1} ; Z_{yp2} — полное сопротивление регулировочной части первичной обмотки трансформатора $W_{1\alpha}$ и реакторов.

Внешняя характеристика подстанции с плавным регулированием напряжения имеет вид, представленный на рис. 15.9.

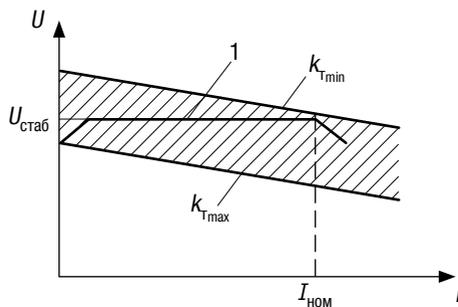


Рис. 15.9. Внешняя характеристика тяговой подстанции, заштрихованная часть — регулировочная зона

В пределах регулировочной зоны технически можно осуществить любую внешнюю характеристику, например характеристику вида 1, которая позволяет в пределах рабочих токов, вплоть до номинального, поддерживать напряжение на подстанции на оптимальном уровне $U_{\text{стаб}}$, а в зоне малых рабочих токов подстанции осуществлять так называемый срез пика холостого хода для «проталкивания» избыточного тока рекуперации на смежные межподстанционные зоны.

Главное достоинство такого вида регулирования — возможность реализации любой внешней характеристики при плавном и безынерционном регулировании, отсутствие механических переключателей в системе регулирования, что повышает надежность работы данного устройства. Однако при этом снижается КПД за счет потерь в реакторах, уменьшается коэффициент мощности за счет введения дополнительного реактивного сопротивления реакторов,

увеличивается состав гармонических составляющих во вторичном (анодном) напряжении.

3. Вольтодобавочные устройства (ВДУ).

Регулируемые вольтодобавочные устройства также предназначены для повышения и регулирования напряжения как на шинах тяговых подстанций, так и в отдельных точках тяговой сети. Известны реализованные схемные решения ВДУ для включения их в питающие фидеры тяговой подстанции, предусматривающее компенсацию потери напряжения в тяговой сети изменением напряжения ВДУ в зависимости от нагрузки фидера. За счет установки на подстанции ВДУ со стабилизацией выходного напряжения предусматривается улучшение режима напряжения на токоприемниках электровазов, находящихся в зоне работы ВДУ.

Наиболее эффективно включение ВДУ в рассечку контактной сети (рис. 15.10).

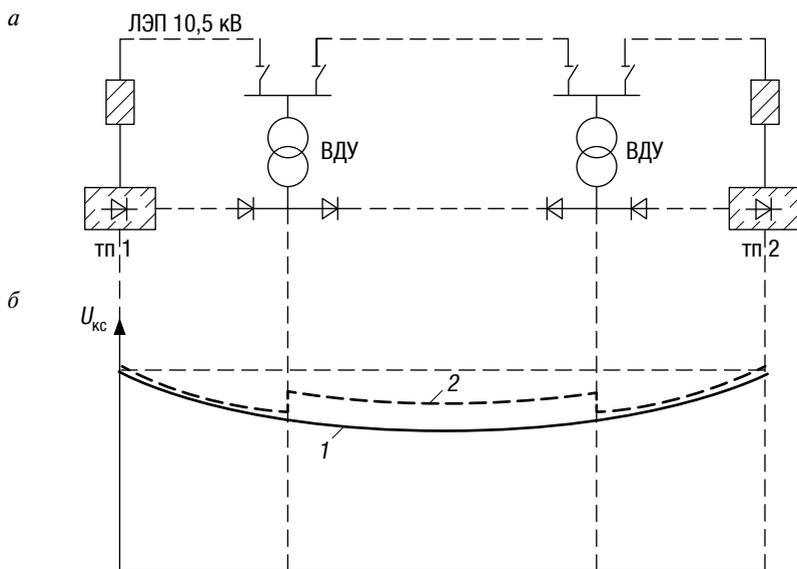


Рис. 15.10. Повышение напряжения в контактной сети с помощью ВДУ, включенных в ее рассечки:

а — схема двустороннего питания ВДУ от линии продольного электроснабжения; *б* — диаграмма изменения напряжения в контактной сети при равномерно распределенной нагрузке; *1* — без ВДУ; *2* — с ВДУ

Для питания ВДУ используются линии продольного электро-снабжения 10,5 кВ, подвешенные на опорах контактной сети. На межподстанционной зоне могут быть установлены одно или два ВДУ (см. рис. 15.10, а). Питание ВДУ осуществляется от ближайшей тяговой подстанции.

Принципиальная схема ВДУ, установленных на межподстанционной зоне, представлена на рис. 15.11.

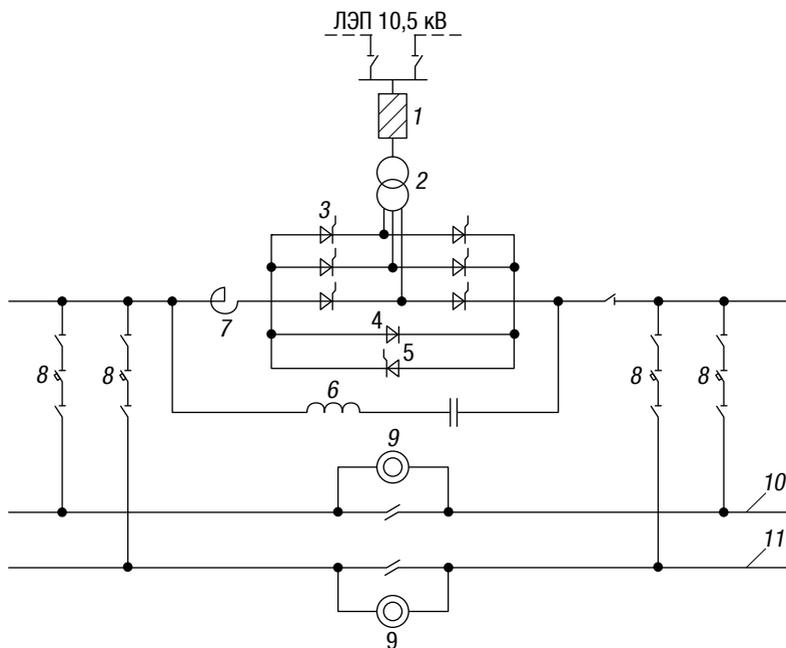


Рис. 15.11. Принципиальная электрическая схема ВДУ:
 1 — выключатель; 2 — трансформатор; 3 — тиристорный блок;
 4 — шунтирующие диоды; 5 — шунтирующие тиристоры;
 6 — однофазное фильтрующее устройство; 7 — реактор; 8 — быстродействующие выключатели; 9 — секционные разъединители; 10, 11 — контактная подвеска четного и нечетного направления движения

Выпрямленное напряжение ВДУ с помощью тиристоров 3 автоматически регулируется в зависимости от уровня напряжения в контактной сети. Для обеспечения двустороннего питания средней части межподстанционной зоны при нулевом значении выпрямленного напряжения ВДУ и пропуска тока, превышающего допустимый ток ВДУ, тиристоры 3 шунтируются диодами 4. Тиристоры

5 предусматриваются для осуществления двустороннего питания поездов в зоне между ВДУ и тяговой подстанцией, а также для передачи электроэнергии при рекуперативном торможении. Присоединение трансформатора 2 к шинам 10,5 кВ происходит через выключатель 1, а питание контактной сети от ВДУ — через быстродействующие выключатели 8. Однозвенное фильтрующее устройство 6, присоединяемое через реактор 7, служит для сглаживания пульсаций выходного напряжения ВДУ.

Регулируемый тиристорный блок ВДУ с выходным напряжением выпрямленного тока 500 В позволяет увеличить скорость движения поездов и пропускную способность электрифицированного участка железной дороги.

Следует подчеркнуть, что установка ВДУ на тяговой подстанции не требует замены существующих трансформаторов и выпрямительных агрегатов, а внедрение ВДУ при определенных размерах движения оказывается экономически целесообразным. Внешняя характеристика подстанции с ВДУ, включенным последовательно с основными выпрямительными агрегатами, представлена на рис. 15.12.

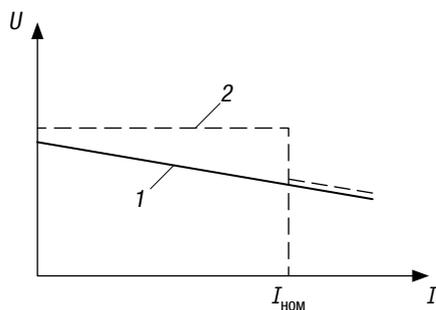


Рис. 15.12. Внешняя характеристика подстанции:
1 — без ВДУ, 2 — с ВДУ

Как и при плавном реакторном регулировании напряжения, в пределах рабочих токов напряжение на подстанции с помощью ВДУ может быть стабилизировано на необходимом уровне, рис. 15.12.

Радикальным способом усиления и модернизации системы электроснабжения постоянного тока является увеличение напряжения в контактной сети до 12–24 кВ. Такая система электроснаб-

жения постоянного тока вполне конкурентоспособна с системой электроснабжения переменного тока. Современная элементная база и микропроцессорная техника позволяют создать импульсные преобразователи с 12–24 кВ до 3 кВ постоянного тока и трехфазное переменное напряжение для питания асинхронных тяговых электродвигателей электроподвижного состава.

15.3. Мероприятия по усилению системы электроснабжения участков переменного тока

Традиционные способы усиления системы электроснабжения, такие как строительство дополнительных тяговых подстанций, прокладка дополнительного усиливающего провода, переход с раздельной схемы питания контактной сети на узловую, а с узловой на параллельную для улучшения режима напряжения и уменьшения потерь электрической энергии в тяговой сети, применимы и для системы электроснабжения переменного тока. Разновидности системы электроснабжения однофазного тока с их преимуществами и недостатками, позволяющие кардинально усилить систему электроснабжения переменного тока, изложены в гл. 1. Регулирование напряжения за счет частичной компенсации индуктивного сопротивления питающей цепи установками продольной емкостной компенсации рассмотрено в гл. 9.

На подстанциях переменного тока устройство для ПБВ устанавливают на обмотке 37,5 кВ трехобмоточного трансформатора с целью сезонного регулирования напряжения на шинах районных потребителей. При этом первичная обмотка имеет устройство для РПН. Регулирование напряжения на тяговых подстанциях переменного тока трансформаторами с РПН имеет свои особенности. При трехфазных трансформаторах напряжение «опережающей» фазы, как правило, выше напряжения «отстающей» фазы. Напряжение на третьей (свободной) фазе может быть ниже и выше напряжения на опережающей фазе. Поэтому регулирование напряжения по датчику, установленному на одной из фаз, как это выполняется в трехфазных трансформаторах, приведет к завышению или занижению напряжения на остальных фазах, что недопустимо. Попытки установки датчиков напряжения на двух фазах («опережающей» и «отстающей» или «опережающей» и третьей) показали незначительный эффект от такого регулирования (2,5–5% в сторону повышения или понижения напряжения). Практически

установлены случаи, когда на «отстающей» фазе трансформатора низкое напряжение, но повысить его не представляется возможным, так как на «опережающей» фазе напряжение находится на грани максимально допустимого.

Контроль напряжения по всем трем фазам и его регулирование предполагает различный коэффициент трансформации для каждой фазы, что вызывает протекание тока нулевой последовательности в замкнутом треугольнике вторичной обмотки, который в некоторых случаях достигает величины рабочих токов, что значительно увеличивает потери холостого хода трансформатора.

Дальнейшее повышение пропускной и провозной способности электрифицированных железных дорог может быть достигнуто при напряжении 50 кВ в контактной сети и на электроподвижном составе (по аналогии с тем, что имеет место в ЮАР, Канаде, США), а при реализации системы электроснабжения 2×50 кВ вообще снимаются какие-либо ограничения пропускной способности по устройствам электроснабжения, открывається возможность существенно увеличить (до 150–200 км) межподстанционные зоны.

15.4. Пути экономии электроэнергии в тяговой части системы электроснабжения

Основные пути экономии электроэнергии в тяговых сетях постоянного и переменного тока изложены в 15.2 и 15.3. Здесь укажем на другие способы повышения экономичности работы тяговых подстанций и тяговой сети. Для тяговых подстанций постоянного тока серийно выпускается один тип выпрямителя с номинальным током 3150 А и номинальной мощностью 11,4 МВт. Одним из основных показателей нагруженности тяговых подстанций является коэффициент использования установленной мощности выпрямительных агрегатов и силовых трансформаторов, представляющий собой отношение средней потребляемой за сутки мощности к установленной с учетом резервной. По данным ОАО РЖД, средний коэффициент использования установленной мощности выпрямителей и трансформаторов за 2011 г. не превышает 35% [6]. Поэтому практически все выпрямители были недогружены.

Если учитывать, что 70% — это потери в трансформаторах, 30% — потери в вентилях и в вспомогательных цепях, следует констатировать, что повышение технико-экономической эффектив-

ности тяговых подстанций как постоянного тока, так и переменного тока может быть достигнуто лишь пересмотром стандарта номинальных мощностей выпрямителей и трансформаторов, выпущенных заводами-изготовителями для отечественных электрифицированных железных дорог.

В целях экономии электроэнергии на тяговых подстанциях должны быть задействованы системы автоматического включения и отключения резерва АВОР и АВР.

Вопросы экономии электроэнергии решаются путем перевода выпрямительных агрегатов с шестипульсовых схем выпрямления на двенадцатипульсовую схему, преимущества которой заключаются в следующем:

1. Более пологая внешняя характеристика агрегата и, следовательно, более стабильное напряжение на шинах тяговой подстанции, и как отсутствие во многих случаях необходимости его регулирования.

2. Снижение потребления реактивной мощности.

3. Улучшение формы кривой выпрямленного напряжения, снижение электромагнитного влияния на смежные устройства и, следовательно, возможность применения на тяговых подстанциях экономичных однозвенных апериодических или резонансно-апериодических сглаживающих фильтров.

4. Улучшение формы кривой потребляемого выпрямителем тока и улучшение показателей качества электрической энергии в системе внешнего электроснабжения и на шинах 10 кВ тяговой подстанции.

Особое внимание необходимо уделить расширению сферы рекуперативного торможения на полигоне электрических железных дорог. В связи с внедрением двенадцатипульсовых агрегатов необходим серийный выпуск универсальных двенадцатипульсовых выпрямительно-инверторных преобразователей для приема избыточной энергии рекуперации.

Выравнивание напряжения на шинах смежных подстанций за счет его регулирования позволяет уменьшить потери электрической энергии от уравнительных токов на межподстанционных зонах, снизить транзит мощности по тяговой сети переменного тока.

Наиболее грузонапряженные участки железных дорог РФ оказались электрифицированными на постоянном токе, поскольку переводились на электрическую тягу в годы, когда системы переменного тока еще не было. Вместе с тем в связи с ростом размеров движения и весовых норм поездов недостатки системы электрической

тяги постоянного тока напряжением контактной сети 3 кВ выявлялись со все большей очевидностью. В настоящее время актуален вопрос о переводе некоторых участков электрифицированных железных дорог с постоянного тока на переменный. Следует отметить, что в 1996 г. впервые в РФ на Восточно-Сибирской железной дороге был осуществлен перевод участка постоянного тока «Зима—Слюдянка», протяженностью 434 км, на переменный ток. Техничко-экономические показатели этого перевода:

- 1) уменьшение в 2,5 раза числа тяговых подстанций (14 тяговых подстанций переменного тока вместо 35 постоянного тока);
- 2) ликвидация двух станций стыкования;
- 3) снижение потерь электрической энергии в тяговой сети;
- 4) снижение эксплуатационных расходов;
- 5) уменьшение локомотивного парка при тех же размерах движения;
- 6) снижение коррозии блуждающими токами опор контактной сети и всех металлических сооружений.

Высокая технико-экономическая эффективность перевода не протяженных участков (вставок) постоянного тока на переменный подтверждает целесообразность продолжения таких работ на других железных дорогах РФ.

Наиболее эффективным методом снижения потерь электроэнергии в тяговой части системы электроснабжения является увеличение напряжения в тяговой сети постоянного тока до 6, 12, 24 кВ; переменного тока до 50 кВ.

Среднее значение технологических потерь электроэнергии на тягу поездов на участках постоянного тока в 2012 г. составило 10,4%, а на участках переменного тока — 6%. При этом разница в показаниях счетчиков тяговых подстанций и электроподвижного состава (условные потери электроэнергии) в 2012 г. составила по сети железных дорог 8,4%. На полигоне переменного тока для различных железных она изменяется от 1,3 до 9,7%, а на полигоне постоянного тока от 11,3 до 20,2%. Причины значительной разницы условных и технологических потерь электроэнергии:

- 1) неточность учета электроэнергии в системе тягового электроснабжения;
- 2) неточность учета электроэнергии на электроподвижном составе и электросекциях;
- 3) неточность учета расхода электроэнергии нетяговыми потребителями по системе электроснабжения «два провода — рельс», питающейся от шин 27,5 кВ тяговых подстанций;

4) отсутствие учета электроэнергии, поступающей от системы 25 кВ, на технологические нужды электроподвижного состава при его ремонте;

5) отсутствие учета расхода электроэнергии на собственные нужды электроподвижного состава и тяговых подстанций;

6) отсутствие или неточность учета расхода электроэнергии на отопление пассажирских вагонов при движении поезда и в отстое.

Выполнение задачи снижения условных и технологических потерь электроэнергии возможно при создании полнофункциональной автоматизированной системы управления электроснабжением электрифицированных линий «РЖД–АСУ–Э» на базе использования современных информационных технологий, создания центров энергодиспетчерского контроля и управления в составе единого дорожного центра управления (ЕДЦУ) железных дорог, разработке и внедрении новых технологических решений, модернизации и обновлении устройств электроснабжения в первую очередь участков с высоким потоком грузового и пассажирского движения.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ОТ ЭЛЕКТРОКОРРОЗИИ

16.1. Понятие о блуждающих токах и их источниках

Грунт, являясь типичной электролитической средой, содержащей различные химические соединения в твердом или растворенном виде, представляет собой объемный электрический проводник. При возникновении разности потенциалов между любыми точками грунта, вызванной каким-либо источником тока, между ними будет протекать электрический ток. Этот ток в земле протекает, как правило, не по кратчайшему геометрическому расстоянию между названными точками, а сложным образом охватывает толщу грунта, ответвляясь в большей степени в слои, обладающие наименьшим электрическим сопротивлением [34]. Подчиняясь такому принципу, ток, как бы «блуждая», находит пути с наибольшей проводимостью, что послужило основанием к применению для него не совсем обычного для электротехники термина «блуждающий ток». Чем более электропроводен грунт, тем меньше район распространения блуждающих токов в сторону от его источников и, наоборот, в грунтах со слабыми электропроводными свойствами зона их распространения значительно расширяется.

Источников токов в земле много, эти токи отличаются происхождением, временем протекания. В земле протекают так называемые теллурические токи, которые своим происхождением обязаны

физическим явлениям в ионосфере [34]. Другим природным источником тока в земле является атмосферное электричество, разряд его в виде молнии создает ток в земле до нескольких десятков килоампер весьма кратковременного действия. Без постороннего источника возникают токи в земле между разнородными металлами, контактирующими с грунтом разного химического свойства, способствующие появлению токов гальванокоррозионных пар на подземных металлических сооружениях. Появились линии электропередачи сверхвысокого напряжения постоянного тока и система питания, использующие постоянно землю в качестве рабочего проводника. Часто поле токов в земле создается специально для подавления коррозионных процессов на металлических подземных сооружениях по методу катодной поляризации (см. 16.4). Это поле имеет сравнительно локальную зону распространения (сотни метров-километры), а значение тока достигает десятков, а иногда сотен ампер. В городах таких станций может быть много, например, в Москве суммарный ток катодной защиты имеет тот же порядок, что и суммарный ток утечки с рельсов электрифицированного транспорта. Хотя последний считается одним из самых мощных источников блуждающих токов [34].

Особенностью электрического рельсового транспорта (электрифицированные железные дороги, электрифицированный промышленный, карьерный, рудничный транспорт, метрополитен, трамвай) является использование рельсовой сети в качестве обратного провода системы электроснабжения поездов. Использование ходовых рельсов для возврата тяговых токов на подстанцию оказалось выгодным и удобным, так как экономятся цветные металлы и электроэнергия, уменьшается падение напряжения. Рельсы, лежащие на шпалах и балласте, неидеально изолированы от земли, поэтому часть тягового тока на подстанцию приходит по земле как параллельному рельсам проводнику. Поднять сопротивление изоляции рельсов выше определенного уровня практически невозможно и поэтому отвлечение части тягового тока с рельсов в землю следует признать неизбежным для электрифицированного рельсового транспорта [34].

Ток, стекающий с рельсов или соединенных с ними конструкцией, имеющих связь с землей, называют током утечки. Токи утечки, суммируясь в земле, создают поле блуждающих токов электрифицированного транспорта.

Из всех негативных последствий, связанных с протеканием токов в земле, (например, повреждение кабелей токами молнии,

отказы в системе связи и автоматики, использующих землю в качестве одного из проводников, и т.п.), наиболее сильным отрицательным проявлением блуждающих токов является электрокоррозионное разрушение подземных сооружений и конструкций.

Наличие блуждающих токов в земле не всегда является только отрицательным фактором.

Сопротивление обратного провода за счет шунтировки рельсов землей уменьшается, а значит, снижаются потери напряжения и потери электрической энергии в рельсовой сети. Как будет указано позже (см. 16.4), применение катодной защиты, создающее «нужным» образом ориентированное поле постоянных токов в земле создает не разрушающее, а наоборот, защитное воздействие на подземные сооружения. Поэтому прекращение утечки тяговых токов может ставить сложным защиту подземных сооружений от почвенной коррозии. Расходы на такую защиту в агрессивных грунтах будут явно больше, чем на защиту от блуждающих токов [34]. Вероятно, для каждого конкретного случая существует оптимальный уровень блуждающих токов в земле, снижение которого может привести не к удешевлению, а к удорожанию защиты подземных сооружений.

16.2. Влияние блуждающих токов на подземные сооружения

В четвертой главе рассмотрено распределение потенциала рельсы-земля, тока в рельсах и земле для различных схем питания контактной сети и нагрузки электрифицированного участка.

Картина протекания блуждающих токов электрических железных дорог в земле и подземных сооружениях может быть получена непосредственно из данных о распределении потенциалов и токов в рельсах. Напомним, однако, о том, что при выводе законов распределения потенциалов и токов в рельсах было принято, что сопротивление земли равно нулю, что позволило, не внося в решение задачи сколько-нибудь заметной погрешности, значительно упростить все выкладки и полученные формулы. Но при переходе к рассмотрению распределения потенциалов и токов в подземных сооружениях это допущение вообще исключает возможность решения задачи [17].

Действительно, если считать, что сопротивление земли равно нулю, а сопротивление подземного сооружения и сопротивле-

ние переходного слоя от земли к подземному сооружению имеют конечное значение, то, конечно, ток по подземному сооружению не потечет и никакой разности потенциалов между землей и подземными сооружениями не будет [17].

Поэтому обычно для упрощения рассматриваемую задачу решают в два приема: распределение потенциалов и тока в рельсах устанавливают исходя из принятой предпосылки (сопротивление земли равно нулю), а затем исходя из полученной (как бы заданной) картины распределения потенциалов и тока в рельсах, решают задачу о распределении потенциалов и токов в земле и подземных сооружениях. На этом этапе решения задачи, конечно, принимают, что сопротивление земли имеет конечное значение, а полученные выше значения потенциалов считают относящимися к бесконечно удаленной точке земли. В дальнейшем ограничимся рассмотрением только физической картины распределения потенциалов и токов в земле и подземных сооружениях. Некоторым оправданием этого является то, что при достаточной сложности выкладок конечные решения не могут дать исчерпывающей точности, так как зависят от ряда исходных данных (переходных сопротивлений, сопротивления земли и т.п.), в свою очередь изменяющихся по времени — в зависимости от температуры, влажности, а также по длине — в зависимости от профиля местности, состава грунтов и т.п.

Рассмотрим характер распределения потенциалов и тока в подземном сооружении, когда на участке неограниченной длины расположена одна подстанция и одна нагрузка.

Будем считать, что контактная сеть имеет положительную полярность, рельсы — отрицательную; вдоль линии железной дороги лежит подземное сооружение (трубопровод или кабель, один или несколько, см рис. 16.1). Для случая (см. рис. 16.1, *a*) потенциал рельсов φ_{px} и ток в рельсах I_{px} показаны на рис. 16.1, *b* и 16.1, *в*. Ток в земле I_{zx} может быть получен как разность между током нагрузки и током в рельсах (рис. 16.1, *з*). Если вычтуть из потенциала рельсов φ_{px} падение напряжения в переходном сопротивлении рельсы-земля Δu_{pxz} , то получим диаграмму потенциала верхнего слоя земли φ_{zx} относительно бесконечно удаленной точки земли (пунктир на рис. 16.1, *б*); в точке расположения подстанции и нагрузки линия этого потенциала не имеет излома, так как здесь нет сосредоточенной нагрузки, как это имеет место на рельсах.

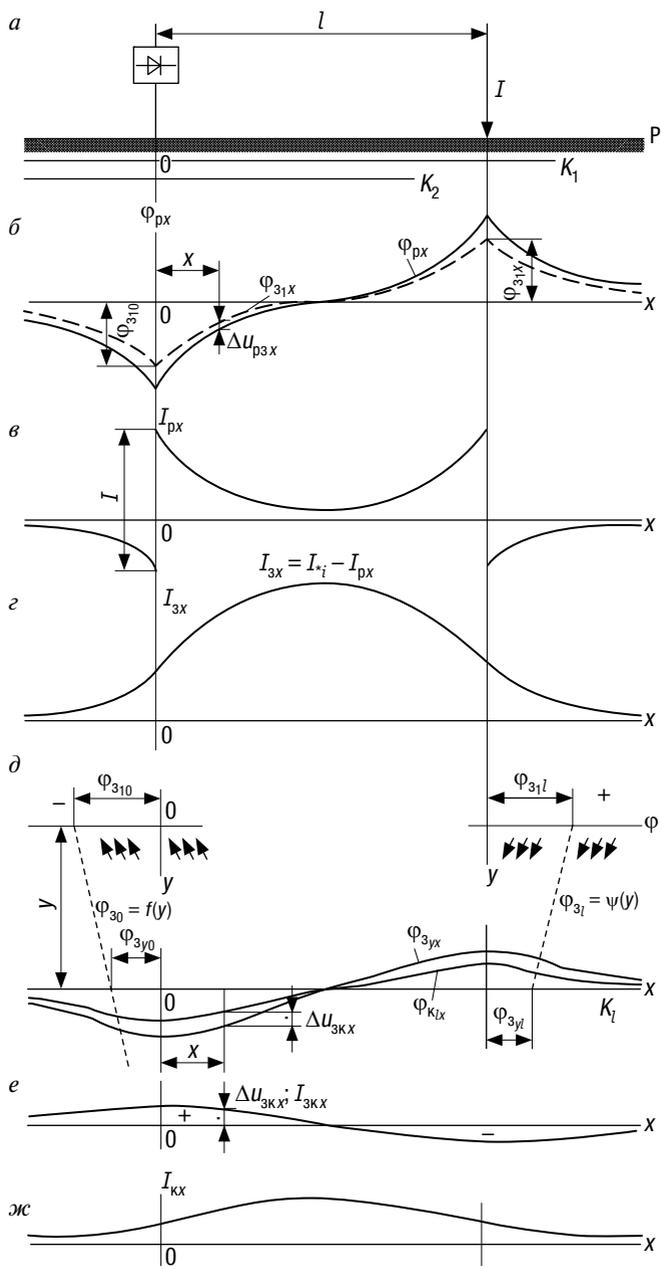


Рис. 16.1. Кривые распределения потенциалов и токов в рельсах, земле и подземных сооружениях при одной подстанции и одной нагрузке

На рис. 16.1, *д* пунктиром показан характер изменения потенциалов земли в ее поперечных сечениях, проходящих через подстанцию [$\varphi_{з0} = f(y)$] и нагрузку [$\varphi_{зl} = \psi(y)$]. На расстоянии y , где расположен кабель K_1 (или трубопровод), этот потенциал получает значение $\varphi_{зy0}$ и $\varphi_{зyл}$, и распределение потенциала земли на этом расстоянии $\varphi_{зyx}$ имеет характер, показанный сплошной линией. Если из ординат кривой вычесть потери напряжения в переходном слое земля — кабель $\Delta u_{зкx}$, то получим диаграмму распределения потенциалов оболочки кабеля (относительно бесконечно удаленной земли) $\varphi_{к1x}$ по длине кабеля (показано на рис. 16.1, *д*). Обратная величина $\Delta u_{зкx}$, т.е. разность потенциалов между оболочкой кабеля и прилегающим слоем земли $\Delta u_{кзx} = -\Delta u_{зкx}$ показана на рис. 16.1, *е* и соответствующая диаграмма тока $I_{кx}$ в подземном сооружении — на рис. 16.1, *ж*. Из рисунков видно, что зона входа тока в оболочку кабеля (катодная зона) — около подстанции. Диаграмма распределения потенциала или разности потенциалов одновременно в другом масштабе является и диаграммой плотности утечки тока [17].

Дороги постоянного тока могут работать и при обратной полярности проводов и рельсов (минус в контактной сети). В начальный период электрификации были линии той и иной полярности, но в последующем была повсеместно принята положительная полярность. Из диаграмм, приведенных на рис. 16.1, видно, что наибольшая удельная величина ответвляющихся или возвращающихся токов (плотность токов утечки) будет иметь место в точках максимального потенциала рельсов или подземных сооружений. Величины будут меньше для точек, расположенных ближе к нулевой точке, в которой они будут равны нулю. Общая величина блуждающих токов или токов в подземных сооружениях будет иметь максимальное значение в сечении, проходящем через точку с нулевым потенциалом, и будет постепенно уменьшаться при переходе к точкам, расположенным ближе к концам участка. Полезно отметить, что анодные зоны подземных сооружений расположены против катодных зон рельсового пути и наоборот.

С точки зрения коррозии сооружений приходится считаться в основном с зонами входа и выхода блуждающих токов, называемых соответственно катодными и анодными зонами. В результате непосредственного действия блуждающих токов коррозия происходит в анодных зонах, т.е. в местах выхода из сооружения. Однако при защите подземных сооружений от блуждающих то-

ков приходится считаться и с катодными зонами, в которых при щелочных грунтах под влиянием блуждающих токов концентрируются едкие щелочи, разрушающие сооружения в результате химических процессов. В зонах нулевого потенциала, нейтральных с точки зрения утечки тока, токи, протекающие по самому сооружению, достигают наибольшей величины и могут представлять опасность по своему тепловому действию и по коррозии в местах расположения стыков, муфт и т.п. Ко всему сказанному относительно опасности различных зон блуждающих токов для подземных сооружений необходимо добавить, что практически на электрических дорогах размеры отдельных зон, а часто и их места все время изменяются. В точке приложения нагрузки всегда образуется зона ответвления или притекания (в зависимости от полярности контактной сети) блуждающих токов. Таким образом, одна из зон перемещается вдоль трассы линии. Для полярности, принятой в РФ, на подземном сооружении катодная зона располагается в месте нахождения нагрузки, а анодная — около подстанции.

Величины блуждающих токов, так же как и распределение их зон, зависят от целого ряда причин: состояния рельсовой сети, железнодорожного полотна, проводимости грунта, расположения и характера подземных сооружений, графика движения поездов и пр. Теоретические расчеты, в которых чрезвычайно сложно учесть все эти факторы, правильнее всего производить только для предварительного выяснения общей картины блуждающих токов. Окончательное заключение по защитным мероприятиям необходимо делать на основании произведенных на линии измерений. Согласно правилам защиты подземных металлических сооружений [35, 36] должны быть приняты специальные меры защиты сооружений, расположенных в анодных и знакопеременных зонах.

Весьма существенным обстоятельством, определяющим долговечность сооружения, является неравномерность переходного сопротивления (подземное сооружение — земля) и отсюда — неравномерность утечки. Именно поэтому разрушение подземных сооружений иногда происходит не равномерно по всей поверхности, а в результате появления отдельных очагов. Утечка в отдельных местах может в десятки раз превосходить утечку, которая имела бы место при равномерном распределении переходного сопротивления.

Металл подземного сооружения в анодной зоне корродирует, уменьшаясь в массе. Потеря металла в процессе электрокоррозии

в однородной среде при постоянном токе может быть примерно определена из формулы [12]

$$M = kIt,$$

где M — масса металла, потерянного в результате электрокоррозии, кг;

k — электрохимический эквивалент, кг/кулон, для железа $k = 2,89 \cdot 10^{-7}$ кг/кулон, для свинца $k = 10,63 \cdot 10^{-7}$ кг/кулон;

I — величина стекающего с подземного сооружения тока, А;

t — время протекания тока, с.

Тогда при протекании по сооружению постоянного тока в 1А в течение одного года потеря металла вследствие электрокоррозии составит для железа 9,1 кг, для свинца — 33,8 кг.

16.3. Мероприятия по уменьшению величины блуждающих токов

Как уже было отмечено в 4.2, ток утечки практически определяется величиной потенциала рельсов относительно земли и переходным сопротивлением рельсы-земля. Потенциал рельсов определяется током, протекающим по рельсовой цепи, и сопротивлением этой цепи. Уменьшение сопротивления рельсовой цепи может быть достигнуто за счет применения рельсов более тяжелого типа и надежных электрических соединений между стыками рельсовых звеньев, а также междурельсовых и междупутных перемычек. Повышение переходного сопротивления может быть достигнуто за счет применения железобетонных шпал и шпал, пропитанных непроводящим составом, использования щебеночного балласта, содержащегося в чистом состоянии, устройств дренажа для осушения железнодорожной балластной призмы. Уменьшение тока достигается при повышении напряжения в сети. Однако в пределах данной системы электрической тяги увеличение напряжения может быть произведено (за счет его регулирования) в небольших пределах. Кардинальное уменьшение тока в рельсах получается при применении схемы распределенного питания, т.е. при значительном уменьшении расстояний между подстанциями.

При разных по величине напряжениях смежных подстанций происходит перераспределение нагрузки между ними; это перераспределение можно рассматривать как наложение уравнивающего

тока, вызванного разностью напряжений, на ток нагрузки, соответствующий равному напряжению. С точки зрения потенциалов рельсов схема с уравнительным током представляет собой случай (см. рис. 16.2), когда имеется одна подстанция (подстанция с более высоким напряжением) и одна нагрузка (подстанция с меньшим напряжением). Наложение диаграммы распределения потенциалов от уравнительного тока на диаграмму распределения потенциалов от всех нагрузок при равных напряжениях подстанций даст результирующую диаграмму распределения потенциалов. Абсолютное значение отрицательного потенциала на подстанции с большим напряжением увеличится, а на подстанциях с меньшим напряжением — уменьшится (рис. 16.2), а в некоторых случаях может даже изменить знак. Следовательно, выравнивание и стабилизация напряжения на шинах тяговых подстанций ведут к уменьшению потенциалов рельсов.

Наконец, недавно было предложено [5] новое устройство для уменьшения падения напряжения, а следовательно, и потенциала в рельсах. Устройство представляет собой регулируемый источник тока, включаемый в рассечку рельсов b (рис. 16.3), так называемый путевой источник тока (сокращенно ПИТ). Этот источник тока, состоящий из трансформатора 8 и выпрямителя 7 , получает питание от ближайшего пункта, где есть переменный ток, и вызывает в земле токи (пунктирные линии), противоположные блуждающим токам нагрузки (сплошные линии). Включенные в цепь переменного тока дроссели насыщения 9 подмагничиваются током контактной сети, для чего в рассечку контактной сети включаются подмагничивающие обмотки дросселей. В результате можно добиться, что ток в выпрямителе I_d получается близким по величине току в контактной сети I_k .

Напряжение ПИТа может распределяться различным образом между левой и правой стороной: на рис. 16.3 показано симметричное распределение напряжения U_{Π} и одинаковая картина затухания слева и справа — пунктирные линии 11 на графике $\varphi_x = f(x)$. При равных переходных сопротивлениях справа и слева площади, ограниченные пунктирными линиями и представляющие собой суммарный ток утечки, должны быть равны. Следовательно, если левая часть участка будет короче правой, то большая часть напряжения придется на нее (рис. 16.4). Суммарная кривая 12 потенциалов в рельсах (см. рис. 16.3) получается в результате сложения ординат кривых 10 (без ПИТа) и 11 (от самого ПИТа). Отсюда видно, что меньшее затухание кривой 11 , т.е. как раз в тех слу-

чаях, когда потенциал для двух рассматриваемых схем уменьшится в два раза. Уменьшение блуждающих токов (измеряемых площадью кривой потенциала) в несколько раз больше: на рис. 16.3 ток в рельсах без ПИТа показан кривой 14, ПИТом — кривой 15. Кривая 13 изображает ток в контактной сети. Увеличение числа ПИТов приведет к дальнейшему уменьшению потенциалов и блуждающих токов без заметного увеличения суммарной мощности ПИТов.

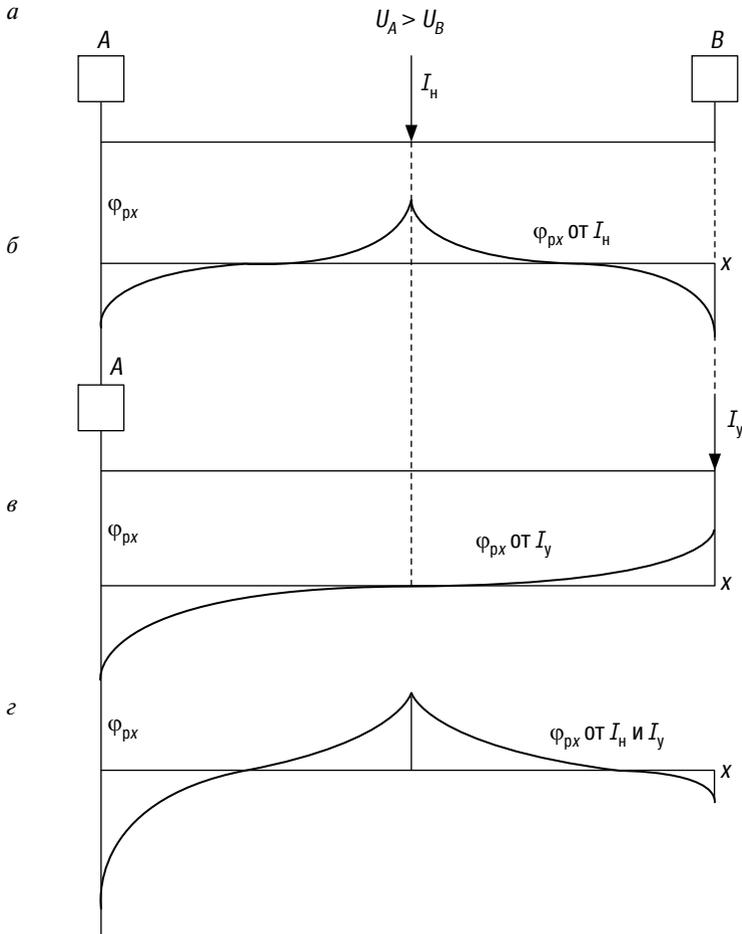


Рис. 16.2. Кривые распределения потенциалов в рельсах при одной нагрузке между двумя подстанциями с различными напряжениями: *a* — принципиальная схема; *б* — кривая потенциала от нагрузки; *в* — кривая потенциала от уравнивающего тока; *г* — кривая суммарного потенциала

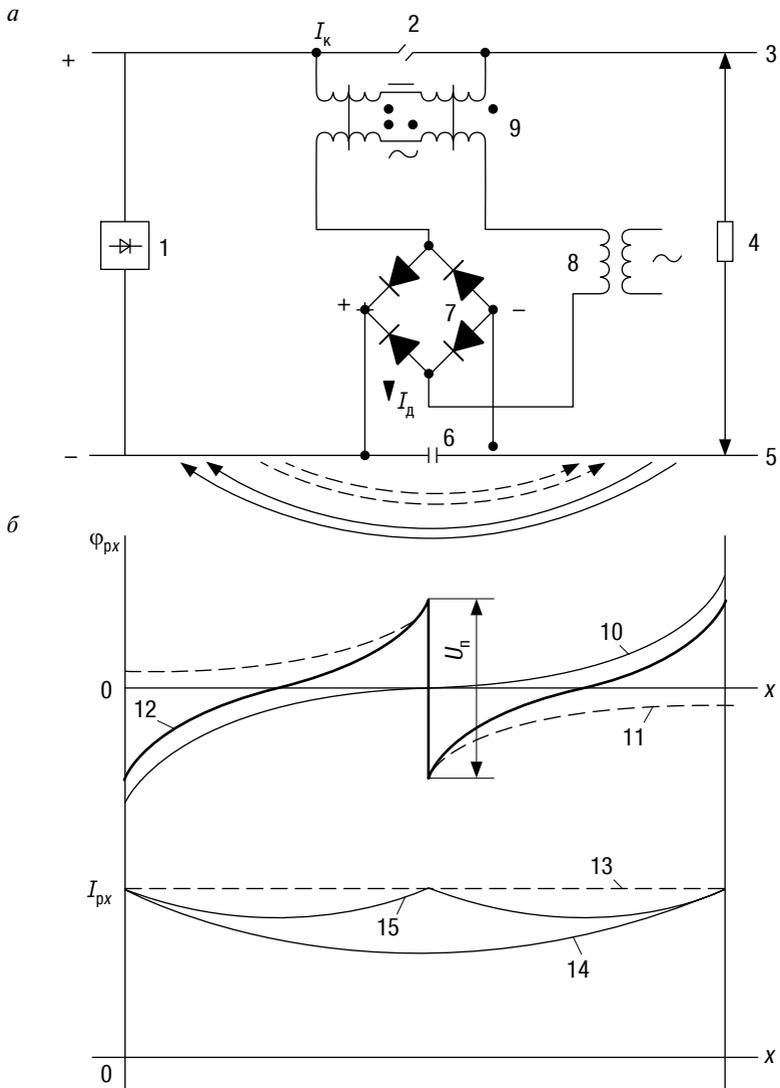


Рис. 16.3. Схема и кривые распределения потенциалов в рельсах при включении путевых источников тока:
a — при одной подстанции и одной нагрузке; 1 — подстанция; 2 — воздушный промежуток контактной сети; 3 — контактная сеть; 4 — нагрузка (электровоз); 5 — рельсы; 6 — изолирующий стык

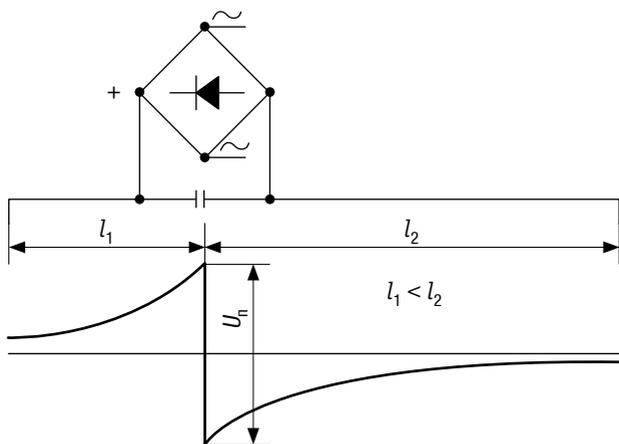


Рис. 16.4. Схема распределения потенциалов, создаваемых путевыми источниками тока

На представленных диаграммах потенциалов рельсов и токов в земле до и после подключения ПИТов (рис. 16.3) уменьшение площади диаграммы токов в земле показывает, насколько уменьшается интегральное значение блуждающих токов и коррозионная опасность на подземных сооружениях (в 3–4 раза для близлежащих сооружений и в 4–6 раз для удаленных сооружений) [34].

Существенно, что при использовании ПИТов наряду с уменьшением токов в земле уменьшаются и потенциалы на рельсах. В моменты прохода поездов во избежание дуговых процессов на стыке и режима короткого замыкания выпрямителя (на изолирующем стыке может быть напряжение до 60 В) ПИТ временно прекращает свое действие, что является его недостатком при применении в условиях интенсивного движения поездов. В месте подключения ПИТа на подземном сооружении создается дополнительная коррозионно-опасная (анодная) зона, требующая применения защиты. К недостаткам ПИТов можно отнести и невозможность компенсации блуждающих токов от нагрузок, находящихся на соседних фидерных зонах.

Вероятно, наиболее целесообразно было бы использование ПИТов в крупных городах для защиты большого комплекса подземных сооружений, но именно на крупных железнодорожных узлах это встречает трудности — необходимость продольного секционирования контактной и рельсовой сети по всем путям в месте установки ПИТа, перемещение точек нулевого потенциала рельсов из-за уравнивающих токов между подстанциями, сужение области

компенсации поля токов в земле из-за пониженного входного сопротивления рельсов, создаваемого развитым путевым хозяйством станции и т.д. В условиях магистральных железных дорог защита одиночных сооружений (трубопровод, кабель) может быть осуществлена значительно более дешевыми средствами, и установка ПИТов будет не всегда оправдана. В разные годы предпринималась попытка применения ПИТов в метрополитенах и на железных дорогах, однако далее экспериментов этот способ развития не получил [34].

В свое время выдвигалась идея трехпроводной системы электроснабжения, в которой контактная сеть обоих путей должна иметь разную полярность (рис. 16.5). Тогда токи в рельсах от вагонов каждого пути компенсируют друг друга, и электроснабжение поездов происходит как бы только по контактной сети, т.е. без утечки токов в землю. Но такая полная компенсация возможна, если на обоих путях всегда есть поезда и они близки по расположению друг к другу. К этому требованию наиболее близок трамвай. Но сложность выполнения контактной сети в местах пересечения линий, расположения стрелок даже для трамвая не позволила перейти на эту систему электроснабжения, хотя эксперименты в этом направлении были [34].

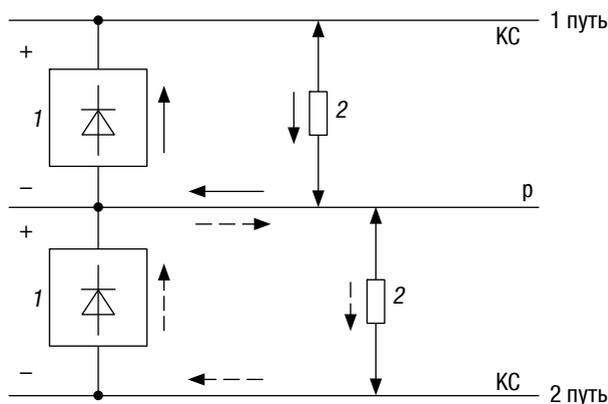


Рис. 16.5. Трехпроводная система электроснабжения:
1 — тяговые агрегаты подстанции; 2 — тяговая нагрузка

На некоторых пригородных участках Британских железных дорог отказались от использования ходовых рельсов в качестве обратного провода системы электроснабжения: с этой целью проложили

еще один рельс на изоляторах (по аналогии с контактным рельсом метрополитенов). Но потребовалась существенная переделка подвижного состава, ограждения всей линии, так как на этом рельсе напряжения превышали допустимые.

Более перспективно повышение напряжения контактной сети, так как при тех же расходах энергии на тягу поездов токовая нагрузка уменьшается кратно повышению напряжения. В некоторых странах ведутся поиски создания железнодорожного ЭПС постоянного тока напряжением 6 кВ и выше на основе современной полупроводниковой техники. Наиболее эффективной мерой по значительному (порядка в несколько сотен раз) снижению коррозионного воздействия блуждающих токов электрифицированного транспорта на металлические подземные сооружения является применение системы электроснабжения на переменном токе промышленной частоты. Достигается снижение значений токов в земле в 6–7 раз (по сравнению с системой постоянного тока), а значительно меньшая «коррозионная активность» переменного тока создает условия, при которых явление электрокоррозии практически не наблюдается. Даже на подземных сооружениях, металлических связанных с ходовыми рельсами и эксплуатирующихся уже десятки лет, как показывает отечественный и зарубежный опыт, не было ни одного случая повреждения их электрокоррозией. Поэтому электрификация железных дорог на переменном токе 27,5 кВ уже сама по себе является крупным вкладом в защиту подземных сооружений многих отраслей народного хозяйства, имеющих подземные коммуникации вдоль электрифицируемых участков.

Перевод электротяги с постоянного тока на переменный рассматривается как вариант увеличения мощности системы тягового электроснабжения. Естественно, что только по соображениям уменьшения коррозии подземных сооружений такой перевод не может быть оправдан, но если он мотивирован и другими причинами, это вообще будет наиболее эффективным решением, не снижающим, а устраняющим коррозионное влияние блуждающих токов.

Имеются особо грузонапряженные участки, где система электроснабжения постоянного тока начинает сдерживать пропускную способность дорог, а дальнейшее ее усиление уже невозможно (чрезмерное сечение контактной сети, строительство дополнительных подстанций и т.п.). Эти участки предусматривается перевести на переменный ток.

В практике российских железных дорог в разные годы осуществляли такой перевод протяженных электрифицированных

участков: Зима — Слюдянка, Мурманск — Лоухи, ряда железнодорожных узлов с пригородным движением [34].

На участках переменного тока утечка тяговых токов в землю не нормируется: из-за индуктивного сопротивления рельсов весь ток электровоза стекает в землю в районе 2–3 км от поезда. И только если есть необходимость снижения индуктивного влияния электротяги на цепи связи, принимаются специальные меры (отсасывающие трансформаторы, экранирующие провода), приводящие к возврату тока по рельсам или специально подвешиваемому соединенному через определенные расстояния с рельсами проводу.

16.4. Средства защиты подземных сооружений от коррозии блуждающими токами

Мероприятия по защите подземных сооружений от электрокоррозии сводятся к рациональному выбору трассы прокладки подземных сооружений, применению противокоррозионных покрытий, изолирующей канализации, секционирования подземных сооружений и, наконец, катодной поляризации.

Расстояние между ближайшим рельсом электрической железной дороги и параллельно прокладываемым трубопроводами и кабелями рекомендуется не менее 10 м [35, 36], а при меньших расстояниях (в стесненных условиях) требуется повышать переходное сопротивление между сооружением и землей (применением покрытий и канализаций) и применять катодную поляризацию. При необходимости пересечения с электрической железной дорогой выполняются под углом 75–90° с расстоянием между подземным сооружением и подошвой рельса не менее 1 м. Стальные трубопроводы прокладываются в месте пересечения с весьма усиленной изоляцией в футлярах или каналах, а кабели — в неметаллических трубах, блоках, каналах или туннелях.

При защите подземных сооружений от электрокоррозии блуждающими токами одновременно осуществляется и защита от почвенной коррозии. Выбор средств защиты должен производиться в результате технико-экономических обоснований в зависимости от условий прокладки сооружений и на основе данных о коррозионной активности грунтов по отношению к металлу защищаемого сооружения. Более подробно средства защиты сооружений от коррозии, не связанных с катодной поляризацией приводятся в [35, 36, 37].

Остановимся более подробно на электрических способах защиты и условиях их применения. К электрическим методам защиты подземных сооружений (далее ПС) относятся электродренажные устройства, катодные защиты, протекторы.

Электродренажные устройства применяют в устойчивых анодных зонах ПС, где происходит выход блуждающих токов с ПС в землю и затем на рельсы. Дренаж заключается в прямом, металлическом соединении ПС в этой зоне с помощью проводника с рельсами у фидера обратного тока или с отрицательной шиной подстанции (рис. 16.6, *a*). Этот проводник практически шунтирует параллельный путь тока с ПС к фидеру обратного тока через переходное сопротивление земля-рельсы, в результате чего токи с ПС возвращаются в фидер обратного тока не через землю, а по дренажу. Возврат блуждающего тока по дренажу исключает электрохимическую коррозию ПС в бывшей анодной зоне. Наличие дренажа меняет распределение потенциалов на рельсах и ПС.

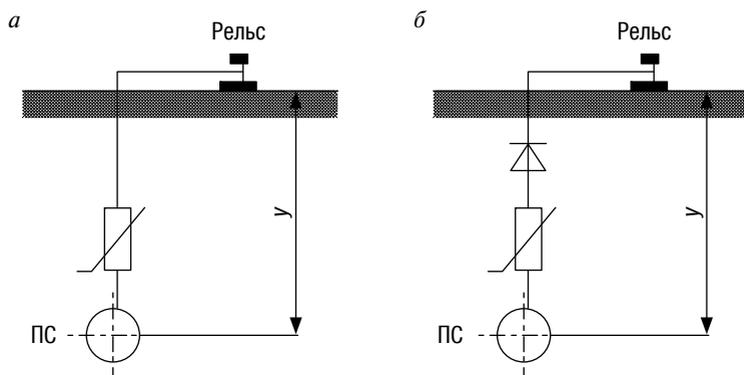


Рис. 16.6. Схемы дренажных защит:

a — неполяризованный дренаж; *b* — поляризованный дренаж

Выход блуждающего тока с ПС на рельсы (рис. 16.7, *a*) за счет дренажа существенно облегчается. В этом случае равенство положительных и отрицательных площадей на потенциальных диаграммах рельсовых цепей нарушается — площадь отрицательных потенциалов снижается. Точка q_1 смещается ближе к точке 0_1 — узлу присоединения фидера обратного тока (рис. 16.7). Часть тока утечки I'_y возвращается по земле, а остальная часть I''_y — по ПС и дренажу. Баланс между током утечки и возвращающимся на подстанцию током соблюдается и в этом случае. Ток через дренаж регулируется с помощью резистора R_d [10].

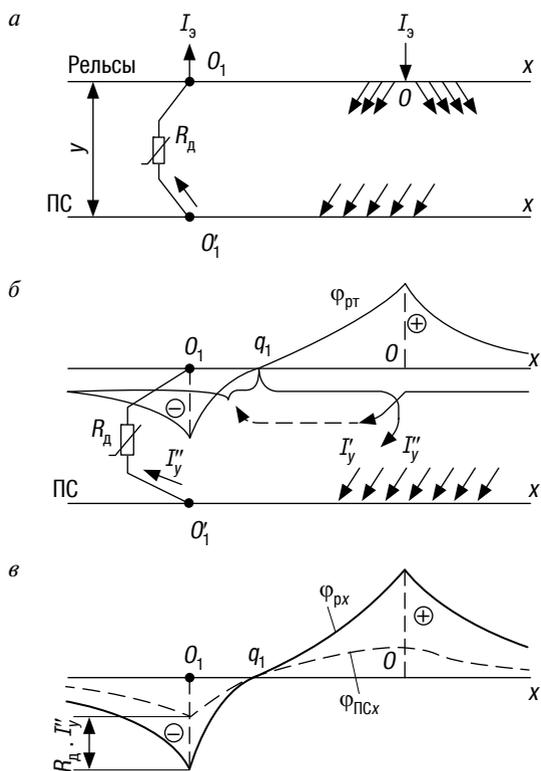


Рис. 16.7. Распределение потенциалов на рельсах и ПС при наличии электродренажа: a — схема протекания блуждающего тока по ПС; b — потенциал рельса относительно земли; $в$ — потенциал рельса относительно ПС

Присоединение ПС в точке O'_1 с помощью дренажа к рельсам в точке O_1 и протекание по дренажу тока I_y'' от O'_1 к O_1 означает, что потенциал ПС в точке O'_1 выше потенциала рельсов в точке O_1 на потерю напряжения в R_d , равную $R_d I_y''$. На рис. 16,7 $в$ кривая распределения потенциалов ПС ϕ_{pscx} получена из распределения потенциалов рельсовой цепи за вычетом потерь напряжений в переходном сопротивлении рельсы — земля, земля и в переходном сопротивлении земля — ПС (штриховая линия).

Таким образом, в анодной зоне ток с ПС возвращается к ходовым рельсам не по земле, а по дренажу и потенциал ПС по отношению к удаленной земле становится отрицательным. Справа от q_1 на рис. 16.7, $в$ блуждающий ток затекает на ПС и электрокор-

розионной опасности он не представляет. В случае рекуперации и при существенной разнице напряжений, работающих параллельно на тяговую сеть подстанций, анодная зона может существенно смещаться при принятой на отечественных дорогах положительной полярности контактной сети. В этом случае целесообразно применение схемы поляризованного дренажа [10].

В данной схеме в рассечку проводника включается вентиль (рис. 16.6, б), позволяющий проводить ток только в направлении от ПС к рельсам, т.е. позволяющий дренажу работать только в случаях, когда он находится в анодной зоне.

При наличии мощной сети ПС и развитой рельсовой сети электрифицированного транспорта поляризованный дренаж не может обеспечить надежной защиты ПС. В этих случаях широко применяют усиленный электродренаж (рис. 16.8). В цепь дренажа вводится однофазный выпрямитель, собранный по мостовой схеме и получающий питание от независимого источника питания переменного тока. Введение в контур дренажа ЭДС E_d от выпрямителя эффективно снижает потенциал ПС и повышает его коррозионную защищенность. Обычно трансформатор усиленного дренажа выполняют с отпайками, что позволяет настраивать его применительно к конкретным условиям работы. Исследования показали, что усиленный дренаж оказывает меньшее вредное воздействие на смежные ПС, чем другие схемы защиты.

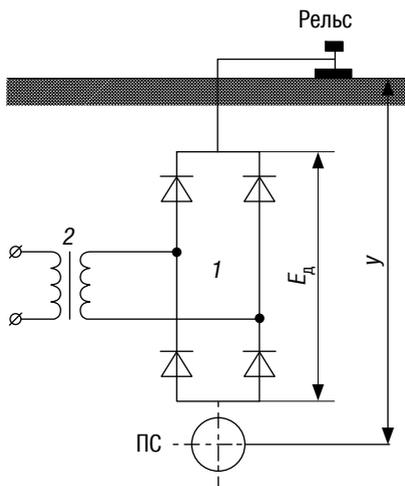


Рис. 16.8. Схема усиленного дренажа:
1 — однофазный мостовой выпрямитель;
2 — однофазный трансформатор

Область применения катодной защиты значительно расширилась не только для защиты от почвенной коррозии, но и применяется в качестве самостоятельного средства защиты от электрокоррозии и в сочетании с электродренажной защитой [10].

Защита основана на формировании на ПС потенциалов, отрицательных по отношению к земле. В этом случае выход блуждающих токов и связанный с ним унос металла с ПС отсутствуют. В отличие от дренажной, катодная защита (рис. 16.9) с тяговыми рельсами не связана и представляет собой выпрямитель, получающий питание от источника переменного тока через регулируемый трансформатор. Положительный вывод выпрямителя соединяют со специальным анодным заземлителем, а отрицательный — с ПС.

ЭДС катодной защиты E_k расходуется в контуре: соединительный кабель — анодный заземлитель — земля — ПС — соединительный кабель.

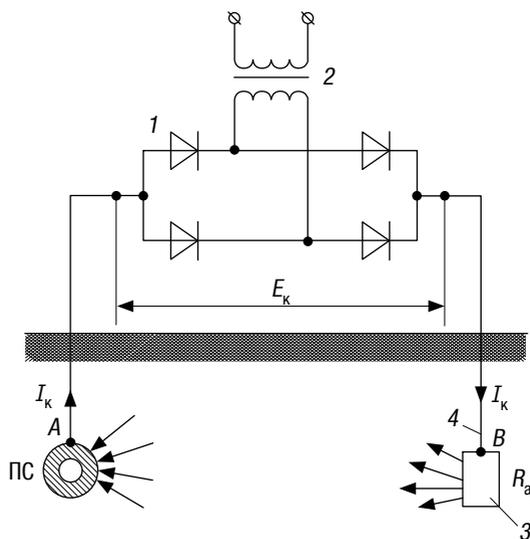


Рис. 16.9. Принципиальная схема катодной защиты:

- 1 — выпрямитель; 2 — питающий трансформатор;
3 — анодное заземление; 4 — соединительные кабели

В случае применения катодной защиты, так же как и дренажа, большое внимание следует уделять воздействию защиты не только на защищаемое ПС, но и на смежные ПС, так как при использовании катодной защиты изменяются потенциальные условия и ве-

личины блуждающих токов на смежных ПС. Для ограничения таких влияний анодные заземлители стремятся выполнить так, чтобы на участке между защищаемым ПС и анодным заземлителем не было других ПС. Стальные полосы и трубы, из которых обычно изготавливают анодные заземлители, размещают иногда не непосредственно в земле, а в переходном слое, состоящем из коксовой мелочи. Это существенно снижает унос металла с заземлителя, увеличивает срок его службы и уменьшает его сопротивление [10].

Протекторная защита является пассивным методом, наибольшее распространение она получила в качестве средства защиты от почвенной коррозии. Такая защита наиболее эффективна в грунтах с низким удельным сопротивлением. Основой ее являются протекторы — анодные электроды, погружаемые в грунт вдоль трассы ПС и металлически соединяемые с ПС. Для изготовления протекторов служат магний, алюминий, цинк и их сплавы [10].

Закладка протекторов из таких материалов в грунт в непосредственной близости от ПС в анодной или знакопеременной зонах создает местный контур для блуждающих токов. Благодаря более низкому потенциалу протекторов блуждающие токи в этих зонах стекают с них, защищая тем самым ПС от электрокоррозии. При больших положительных потенциалах ПС протекторная защита малоэффективна.

Глава 17

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ЛИНИИ СВЯЗИ И СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ

17.1. Виды влияний тяговой сети на линии связи

Влияние электрических железных дорог на линии проводной связи принято оценивать по отдельным составляющим — электрическому, магнитному и гальваническому влияниям.

Электрическое влияние

Электрическое влияние на линии связи определяется наличием в контактной сети электрической железной дороги переменного электрического напряжения U и, следовательно, электрического поля в окружающем пространстве. Между влияющим проводом 1 и проводом связи 2 имеется емкостная связь C_{1-2} , и каждый провод имеет определенную емкость по отношению к земле C_{1-0} и C_{2-0} (рис. 17.1), вследствие чего возникают емкостные токи и, в частности, ток i_{c1-2-0} , что вызывает появление потенциала на проводе связи

$$U_{\text{с}} = i_{c1-2-0} Z_{c2-0} = \frac{U}{Z_{c1-2} + Z_{c2-0}} Z_{c2-0}. \quad (17.1)$$

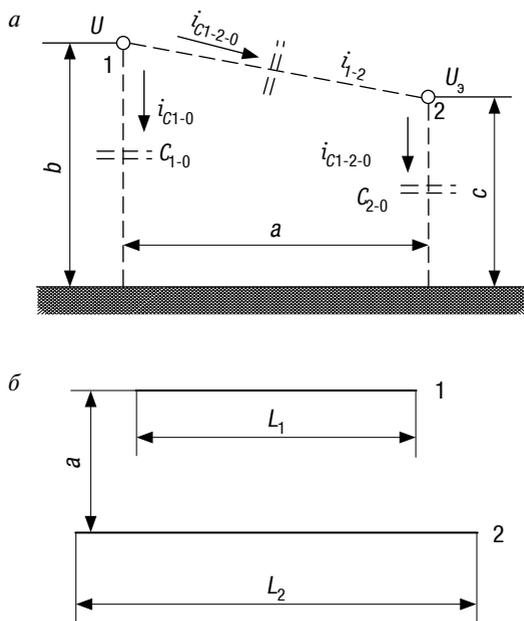


Рис. 17.1. Схема для определения электрического влияния:
a — емкости между влияющим проводом и проводом связи;
б — расположение влияющего провода и провода связи в пространстве

Если пренебречь проводимостью изоляции, т.е. активной составляющей полного сопротивления Z_c , и принять за C емкость, отнесенную к единице длины соответствующего провода l , то $Z_c = \frac{1}{\omega C l}$ и потенциал на проводе связи [15]

$$U_3 = U \frac{C_{1-2} l_1}{C_{2-0} l_2 + C_{1-2} l_1} \approx U \frac{C_{1-2} l_1}{C_{2-0} l_2}. \quad (17.2)$$

(имея в виду, что обычно расстояние a между проводами 1 и 2 значительно больше высоты подвеса провода связи c , следовательно, $C_{1-2} < C_{2-0}$). В расчетных формулах вместо емкостей фигурируют расстояние между проводами и высота их подвеса.

Таким образом, величина электрического влияния зависит от напряжения в контактной сети и (приближенно) от соотношения емкости «провод контактной сети — провод связи» и емкости «провод связи — земля». С уменьшением высоты подвеса провода

связи над землей возрастает емкость C_{2-0} и уменьшается наведенный в линии связи потенциал по отношению к земле при неизменном напряжении в контактной сети. Электрическому влиянию подвержены только воздушные линии связи. Подземные кабельные линии связи с заземленной оболочкой кабеля от электрического влияния полностью защищены.

Магнитное влияние

Магнитное влияние на линии связи возникает при протекании по проводам контактной сети переменного электрического тока i , создающего переменное магнитное поле в прилегающем пространстве. В результате магнитного влияния в проводе связи индуцируется продольная электродвижущая сила e_m , пропорциональная по величине коэффициенту взаимной индукции M между проводом контактной сети и проводом связи и скорости изменения влияющего тока,

$$e_m = -M \frac{di}{dt} = -\omega M I_m \cos \omega t \quad (17.3)$$

(при синусоидальном токе, когда $i = I_m \sin \omega t$, где I_m — амплитудное значение тока).

Тяговая сеть электрической железной дороги является несимметричной двухпроводной цепью, в которой в качестве одного условного провода могут быть приняты физические провода контактной подвески, а в качестве обратного провода — рельсы и земля, причем первичные и вторичные электрические параметры этих проводов не равны между собой.

Практически тяговая сеть может рассматриваться как однопроводная цепь, так как в рельсах тяговый ток имеет значительную величину только возле электровоза и у подстанции (рис. 17.2, *a* и *б*), а на остальной части участка, между электровозом и подстанцией, основная часть тягового тока проходит в земле, и чем хуже электрическая проводимость земли и меньше частота тока, тем глубже будет проникновение в землю. На рис. 17.2 приняты обозначения: i — ток в проводах контактной сети; $i_{рт}$ — составляющая тягового тока в рельсах; $i_{ри}$ — составляющая тока в рельсах, индуцированная током контактной сети (см. гл. 5).

Наведенный в рельсах ток меньше влияющего тока в проводах контактной подвески и сдвинут по фазе по отношению к нему не полностью на 180° ; кроме того, при расположении линии свя-

зи в непосредственной близости к электрической железной дороге расстояния от проводов контактной сети и от рельсов до провода связи существенно отличаются друг от друга. В связи с этим ток в рельсах не может полностью скомпенсировать магнитное влияние тока в проводах контактной подвески на линии связи, и коэффициент экранирующего действия рельсов составляет для различных условий от 0,3 до 0,6 [15].

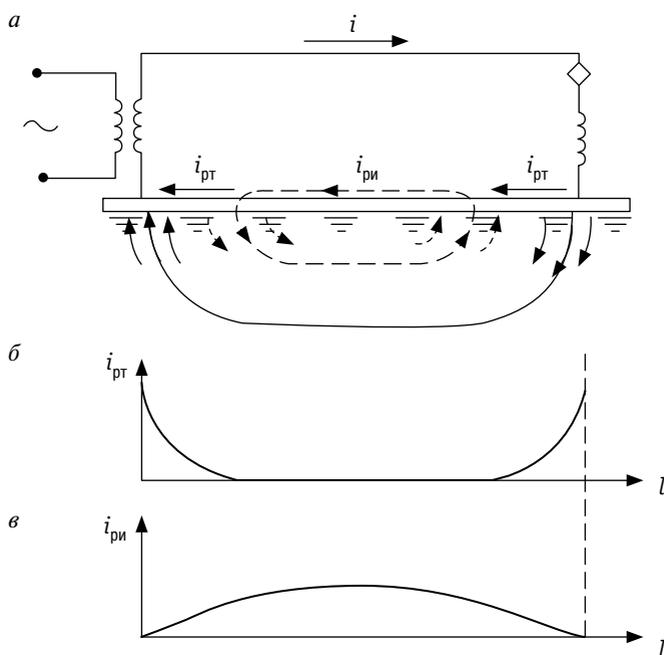


Рис. 17.2. Схема определения магнитного влияния:
 а — схема замещения тяговой сети однопутного участка;
 б — диаграмма изменения тока в рельсовой цепи;
 в — диаграмма тока в рельсах, индуцированная током контактной сети

Магнитному влиянию подвержены как воздушные, так и кабельные линии связи. Однако с точки зрения магнитного влияния жила кабеля находится в иных условиях по сравнению с проводом воздушной линии связи, так как у кабеля имеется металлическая оболочка, экранирующая его жилы от магнитного влияния. Сущность экранирующего действия оболочки заключается в следующем.

Протекающий в проводах контактной подвески ток I индуцирует продольные ЭДС как в жиле кабеля $E_{\text{мж}}$, так и в его оболочке $E_{\text{моб}}$. Поскольку расстояния от влияющего провода I до жилы и до оболочки кабеля отличаются несущественно, коэффициенты взаимной индукции «влияющий провод — жила» и «влияющий провод — оболочка» можно принять практически равными $M_{1-об} \approx M_{1-ж} = M$. Проходящий в рельсах ток оказывает экранирующее воздействие на оболочку кабеля, как и на жилу, оцениваемое коэффициентом экранирующего действия рельса $\lambda_{\text{р-об}} \approx \lambda_{\text{р-ж}} = \lambda$. Поэтому $E_{\text{моб}} \approx E_{\text{мж}} = \omega M I \lambda$. Между оболочкой кабеля и землей существует проводимость (при необходимости создаваемая специальными заземлителями), т.е. имеется замкнутая цепь «оболочка — земля». В этой цепи возникает ток

$$I_{об} = \frac{E_{\text{моб}}}{Z_{об}} = \frac{E_{\text{моб}}}{\sqrt{R_{об}^2 + (\omega L_{об})^2}}, \quad (17.4)$$

где $R_{об}$ — активное сопротивление оболочки;

$L_{об}$ — индуктивность оболочки.

Идеальный к.з. д. (коэффициент защитного действия) оболочки кабеля, т.е. зависящий только от ее параметров (без учета условий заземления), может быть определен из выражения

$$r_{0об} = \frac{R_{об}}{\sqrt{R_{об}^2 + (\omega L_{об})^2}}. \quad (17.5)$$

Для снижения магнитного влияния на жилу кабеля желательно иметь возможно меньшее значение к.з. д. его оболочки. Из формулы (17.5) следует, что уменьшение его может быть достигнуто снижением активного сопротивления оболочки и увеличением ее индуктивности. Для этого необходимо применение кабеля со специальными оболочками и бронелентами, что более подробно излагается ниже при описании защитных мероприятий. Из той же формулы ясно, что к.з. д. оболочки уменьшается с возрастанием частоты влияющего тока, а это означает, что оболочка кабеля оказывает лучшее защитное действие от магнитных влияний высших гармонических составляющих влияющего тока. Значения к.з. д. оболочки сильно отличаются для различных кабелей и для влияющего тока с частотой 50 гц могут изменяться от 0,1 до 0,7 и более.

Экранирующее действие на жилу кабеля оказывают и соседние жилы того же кабеля. Сущность экранирующего действия соседних жил аналогична экранирующему действию оболочки. Коэффициент защитного действия соседних жил может составить для различных кабелей $r_{\text{ж}} = 0,7 \div 0,95$ [15].

Гальваническое влияние

На электрических железных дорогах как постоянного, так и переменного тока значительная часть тягового тока стекает с рельсов и проходит по земле. Удельное сопротивление земли изменяется в зависимости от состава грунта в широких пределах — от 2 до 10000 ом·м и более. Поэтому при прохождении блуждающих токов в разных точках земли будут различные потенциалы.

Однопроводные цепи связи — телеграфные линии, линии телемеханики, линии дистанционного питания усилителей междугородной связи — используют в качестве второго провода землю и имеют рабочие заземления. Созданная блуждающими токами разность потенциалов $U_{\Gamma} = U_A - U_B$ между точками *A* и *B* (рис. 17.3), в которых находятся рабочие заземления однопроводной линии связи, вызывает в этой линии посторонний уравнивающий ток (через сопротивления заземлений $R_{\text{з}}$, включенных в линию аппаратов $R_{\text{ап}}$ и провода связи $R_{\text{п}}$) и создает помехи для ее нормальной работы, а накладываясь на напряжение от магнитного влияния при переменном токе, усиливает опасные влияния. При расположении однопроводной линии связи вдоль электрической железной дороги, когда оба заземления находятся в зоне распространения блуждающих токов, необходимо находить потенциалы у обоих рабочих заземлений. Если же линия связи расположена одним заземлением *A* у железной дороги, а другой конец линии направлен в сторону от железной дороги и второе заземление *B* находится вне зоны распространения блуждающих токов, то $U_B = 0$ и $U_{\Gamma} = U_A$.

В источниках питания телеграфной связи применяются рабочие напряжения 40, 60, 80, 120 и 160 в в зависимости от длины телеграфной цепи, а в цепях дистанционного питания величина напряжения не превышает 250–300 в. Напряжения же помех в однопроводной цепи по данным измерений могут достигать при нормальной работе железной дороги 10–60 В, а при отключении ближайшей тяговой подстанции 100–150 В. Такие напряжения помех недопустимы, поэтому необходимо их оценивать и принимать меры к уменьшению или устранению гальванических влияний на линии связи [15].

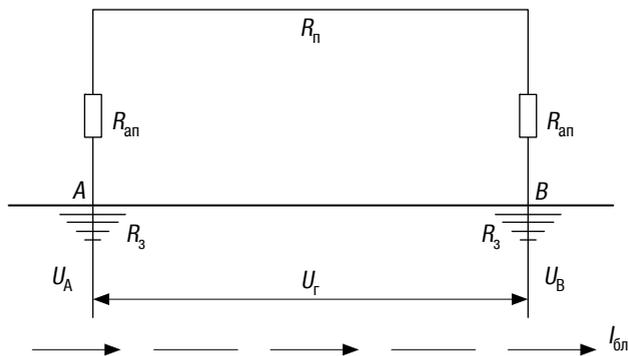


Рис. 17.3. Схема определения гальванического влияния

17.2. Основные способы снижения влияния электрических железных дорог на линии связи

Полностью устранить электромагнитные влияния электрических железных дорог на линии связи практически невозможно. Приходится мириться с этим и допускать установленные нормы величины влияний, которые не нарушают существенно нормальную работу линии связи и не являются опасными для людей, обслуживающих устройства связи и пользующихся ими, а также для аппаратуры. И до тех пор, пока не выполнены все требования норм, пока не приняты все меры для снижения влияний до допустимых, электрифицированный участок железной дороги не может быть введен в эксплуатацию. Стоимость проектирования, устройства и усиления защитных мероприятий относится за счет электрификации железной дороги. Необходимо, чтобы снижение влияний до допустимых величин различными защитными мероприятиями достигалось с наименьшими затратами денежных средств и материалов.

Для взаимной компенсации влияний токов от двух подстанций следует предусматривать двустороннее питание контактной сети; одностороннее питание допускается в исключительных случаях, а при переменном токе — только при условии питания двух смежных консольных зон от одной и той же фазы. Должна надежно работать быстродействующая защита от токов короткого замыкания в контактной сети, а при переменном токе время отключения кон-

тактной сети защитой не должно превышать 0,3–0,6 с (для уменьшения времени действия опасных потенциалов). При технико-экономическом обосновании тяговые подстанции переменного тока могут быть оборудованы гасителями резонансных колебаний, а контактная сеть — отсасывающими трансформаторами. Выпрямительные тяговые подстанции дорог постоянного тока должны иметь сглаживающие фильтрустройства, при необходимости — двухзвенные. Для усиления экранирующего действия рельсов сопротивление рельсовой цепи должно быть возможно меньшим.

В линии связи применяется ряд специальных защит [15]: от опасных влияний — разрядники и предохранители; от мешающих влияний в телефонных цепях — скрещивание проводов, запирающие и дренажные катушки, разделительные трансформаторы, повышение уровня передачи; от мешающих влияний в телеграфных цепях — резонансные контуры и фильтры, компенсирующие устройства и др. Все эти способы защиты снижают влияние высоковольтных линий, но могут рассматриваться как дополнительные к основным защитным мероприятиям, описанным ниже и выбираемым при проектировании системы энергоснабжения с обязательным технико-экономическим обоснованием.

Относ линии связи от электрической железной дороги. Увеличение расстояния между линией связи и электрической железной дорогой уменьшает магнитную и электрическую связь между ними и снижает влияние. Средняя допустимая ширина сближения может быть легко найдена из расчетных формул для определения напряжений в линии связи при подставлении в них нормированных значений этих напряжений. При нагрузке в контактной сети переменного тока 1000 А и различной проводимости земли эта ширина сближения для воздушной линии связи может достигать значений от 0,5 до 9 км.

Такая мера защиты может быть приемлемой для линий Министерства связи, которые можно отнести на значительные расстояния к шоссе дорогам. Относ железнодорожных линий связи требует прокладки шлейфов от магистральной линии к каждой железнодорожной станции, разъезду, что вызывает дополнительные значительные расходы средств и материалов. В лесных районах это сопряжено с прокладкой новых просек для магистральной линии и шлейфов. Эксплуатация таких линий затруднена: становится невозможным наблюдение за состоянием воздушной линии связи с железной дороги, усложняется доставка материалов и инструмента к месту повреждения для ремонта. Поэтому относ

воздушных линий связи может оказаться целесообразным только частично на отдельных участках, в частности, при сближении с электрической железной дорогой постоянного тока.

Необходимый относительный коэффициент защиты кабельных линий зависит от коэффициента защитного действия оболочки кабеля. Так, магистральный кабель связи со специальной оболочкой и броней, дающей пониженное значение к.з. д., требует отхода на 50–100 м от электрической железной дороги переменного тока. Для кабелей с обычной оболочкой и броней относительный коэффициент должен быть значительно больше.

Экранирование линии связи. Если вблизи от влияющей линии или линии связи (либо в промежутке между ними) поместить провод, заземленный по концам или на всем протяжении, то наведения в этом проводе ЭДС вызывает в нем ток, который создает в окружающем пространстве вторичное электромагнитное поле, оказывающее на линию связи влияние обратного знака по сравнению с влиянием контактной сети и компенсирующее его. Отношение результирующей ЭДС в линии связи $E_{\text{рез}}$ к ЭДС E , наводимой при отсутствии такого экранирующего провода, является коэффициентом экранирования. Он может быть определен по формуле

$$r_{\text{э}} = \frac{E_{\text{рез}}}{E} = 1 - \frac{z_{13}z_{23}}{z_{12}z_{\text{э}}}, \quad (17.6)$$

где $z_{\text{э}}$ — сопротивление экранирующего провода;

z_{13} , z_{23} , z_{12} — сопротивления взаимной индукции между проводами;

1 — контактная сеть, 2 — линия связи, э — экранирующий провод.

Функции экранирующих проводов могут выполнять металлические тросы (провода), подвешенные на опорах контактной сети или линии связи и равномерно заземленные (на каждой опоре или через несколько опор); тросы, проложенные в земле возле кабельной или воздушной линии связи или у железной дороги; металлические трубопроводы; рельсы соседних путей, расположенных между влияющей линией связи; металлические оболочки кабелей.

При расположении экранирующего провода вблизи от линии связи — на опорах или в земле — можно принять $z_{12} \approx z_{13}$, тогда

$$r'_{\text{э}} = 1 - \frac{z_{23}}{z_{\text{э}}}; \quad (17.7)$$

если экранирующий провод расположен вблизи от контактной сети (на ее опорах или в земле), то можно принять

$$z_{12} \approx z_{23}$$

и

$$r'_3 = 1 - \frac{z_{13}}{z_3}. \quad (17.8)$$

Из формул видно, что лучший экранирующий эффект, т.е. меньшее значение коэффициента экранирования получится при уменьшении сопротивления экранирующего провода и повышении сопротивления взаимоиндукции (т.е. уменьшении расстояния) между ним и влияющей линией или линией связи. В качестве экранирующих проводов могут использоваться медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением от 50 до 180 мм². Коэффициент экранирующего действия их в зависимости от проводимости может достигать от 0,75 до 0,5 [15].

Система тягового электроснабжения с экранирующим и усиливающим проводом (см. 1.4) позволяет в 1,5–1,8 раза уменьшить опасные напряжения, наводимые на смежных линиях за счет магнитного влияния. Заземление экранирующего провода на рельсы выполняют путем его подключения к нулевым точкам путевых дроссель-трансформаторов, расположенных на изолированных рельсовых стыках через два дросселя на третий [6].

Каблирование линий связи. Этот способ может рассматриваться как частный случай экранирования при использовании оболочки кабеля в качестве экранирующего провода. При этом коэффициент защитного действия оболочки кабеля из формулы (17.7)

$$r_{об} = r'_3 = 1 - \frac{z_{ж-об}}{z_{об}}. \quad \text{Эта формула обращается в формулу (17.5),}$$

если учесть, что коэффициент взаимоиндукции между оболочкой и жилами и коэффициент самоиндукции оболочки близки по величине. Как уже указывалось, защитное действие оболочки кабеля может быть улучшено снижением ее активного сопротивления или увеличением индуктивности (т.е. повышением магнитной проницаемости брони кабеля).

Практически используются оба способа снижения коэффициента защитного действия. Активное сопротивление понижается добавлением поверх свинцовой оболочки медных проволок или применением алюминиевой оболочки вместо свинцовой. Индуктивность повышается благодаря применению для брони специальной

стали с повышенной магнитной проницаемостью. Однако она значительно удорожает кабель. Применение алюминиевой оболочки вместо свинцовой позволяет и при броне из низкоуглеродистой стали существенно снизить коэффициент защитного действия при меньшей стоимости кабеля по сравнению с кабелем со специальной броней.

Надо отметить, что с увеличением емкости кабеля, т.е. числа жил в нем, увеличивается общее сечение оболочки и бронелент, т.е. уменьшается активное сопротивление, а значит, и коэффициент экранирующего действия оболочки.

Каблирование линий связи рассматривается как один из основных видов защиты линий связи от влияний электрических железных дорог переменного тока. При постоянном токе в контактной сети может применяться частичное каблирование. Следует учитывать, что этот способ защиты самый дорогостоящий, но при каблировании значительно повышается надежность линии связи и облегчается ее эксплуатация. Поэтому вопрос о применении специального кабеля должен решаться технико-экономическим расчетом в сравнении с другими способами защиты.

Отсасывающие трансформаторы. Рельсовая цепь представляет собой экранирующий провод, коэффициент экранирования которого из формулы (17.8)

$$\lambda = r_3'' = 1 - \frac{z_{кр}}{z_p}.$$

Снижение его получается при уменьшении сопротивления рельсовой цепи z_p и повышении сопротивления взаимоиנדукции между проводами контактной сети и рельсами $z_{кр}$. Последнее достигается применением отсасывающих трансформаторов на дорогах переменного тока. Первичная обмотка отсасывающего трансформатора ОТ включается в рассечку контактной сети КС, а вторичная обмотка может быть включена в рассечку рельсовой цепи Р (рис. 17.4, а), ее нагрузкой в этом случае является сопротивление растекания распределенного заземления рельсовой цепи, составляющее единицы — доли ома. Таким образом, отсасывающий трансформатор сходен с трансформатором тока, работающим в режиме, близком к режиму к.з. Коэффициент трансформации его обычно равен или близок к единице. Во время работы трансформатор как бы отсасывает ток из земли, в связи с чем ток в рельсах возрастает, улучшая их экранирующее действие, и тем

больше, чем меньше интервал между отсасывающими трансформаторами. Поскольку их включение в контактную сеть целесообразно в местах сопряжения анкерных участков, то они могут располагаться примерно через 1,5–3–4,5–6 км друг от друга. При интервале 3 км коэффициент экранирования рельсов может уменьшиться в несколько раз в зависимости от величины переходного сопротивления.

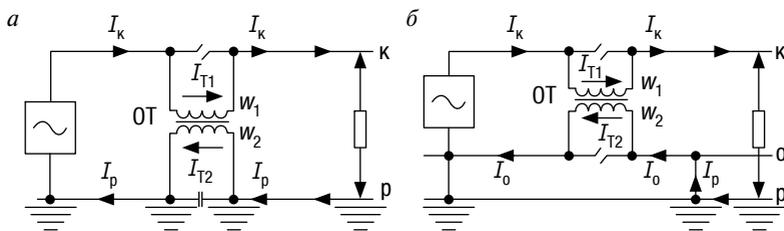


Рис. 17.4. Принципиальные схемы включения отсасывающих трансформаторов (ОТ):

a — вторичная обмотка ОТ включена в рельсы (Р);

б — вторичная обмотка ОТ включена в обратный провод (О);

$\omega_1, \omega_2, I_{T1}, I_{T2}$ — число витков и токи первичной и вторичной обмоток ОТ;
 I_k, I_p, I_o — токи в контактной сети, рельсах и обратном проводе

Значительно лучший эффект получается при включении вторичных обмоток отсасывающих трансформаторов в дополнительный провод ОП, подвешиваемый на опорах контактной сети, соединенный с рельсами в промежутках между трансформаторами и называемый обратным (рис. 17.4, б). В этом случае тяговый ток возвращается к подстанции по обратному проводу, а по рельсам (и частично в земле) он проходит только на коротком участке между электровозом и соединением рельсов с обратным проводом. В интервале между трансформаторами 4,5 км коэффициент экранирования уменьшается примерно в 3–10 раз по сравнению с коэффициентом экранирования рельсов без отсасывающих трансформаторов (в зависимости, от расположения обратного провода). По этой причине применение отсасывающих трансформаторов с обратным проводом более целесообразно.

Тяговая сеть с отсасывающими трансформаторами показана на рис. 17.5, включенными вторичной обмоткой в рельсовую цепь. Диаграмма токов в рельсовой цепи (рис. 17.5, в) показывает резкое увеличение этого тока, а значит, и резкое уменьшение коэффициента экранирования.

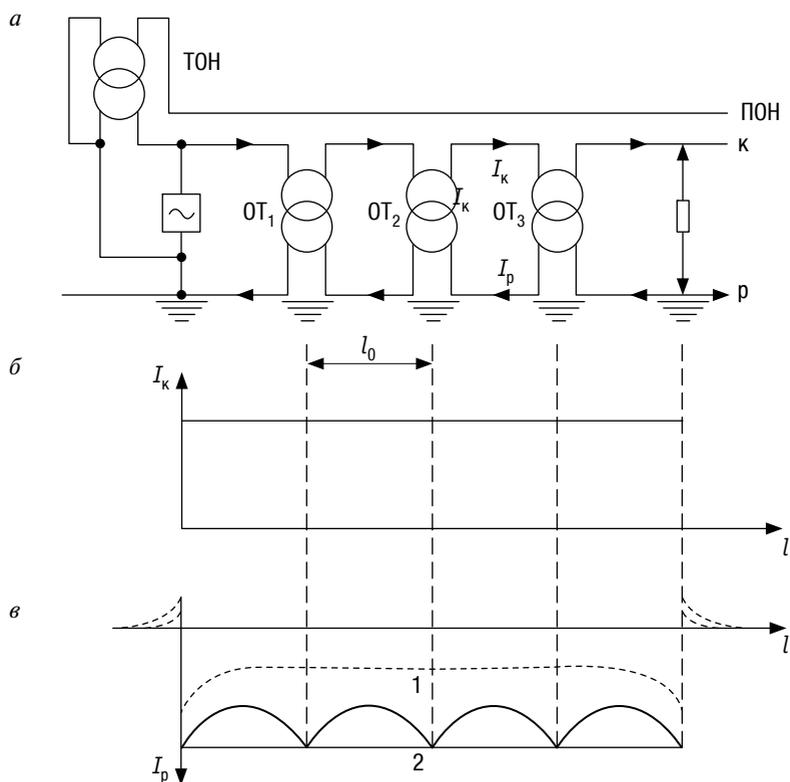


Рис. 17.5. Участок с отсасывающими трансформаторами, включенными вторичной обмоткой в рельсы, и с одним электровозом:
a — схема участка; ТОН и ПОН — трансформатор и провод обратного напряжения; *б* — диаграмма тока в контактной сети; *в* — диаграмма тока в рельсах; 1 — без отсасывающих трансформаторов; 2 — с отсасывающими трансформаторами

Основными недостатками этого способа снижения влияний является значительная стоимость его и расход цветных металлов (обмотки трансформатора и обратный провод должны пропускать полный тяговый ток), а также возрастание сопротивления контактной сети, увеличение потерь напряжения и энергии. Поэтому применение отсасывающих трансформаторов целесообразно (при достаточном технико-экономическом обосновании) только в особых случаях, когда возникает необходимость в сохранении существующих дорогостоящих устройств связи, находящихся в зоне влияния электрифицируемой железной дороги: магистрального кабе-

ля без специальной защитной оболочки; разветвленной кабельной и воздушной сетей крупных узлов, а также для ограничения влияния на различные сооружения — трубопроводы, контактную сеть городского транспорта, электрические сети низкого напряжения.

На линию связи оказывают влияние токи, имеющиеся в системе проводов: контактная сеть — обратный провод — рельсы (так как в рельсовой цепи под действием токов в контактной сети и обратном проводе протекает индуктированный ток). Поэтому защитное действие отсасывающих трансформаторов с обратным проводом зависит от сопротивлений взаимоиндукции между линией связи, с одной стороны, и контактной сетью, обратным проводом и рельсами, — с другой, а также от соотношения токов по модулю и фазе во влияющей системе проводов. Отсюда возникает возможность изменить и, следовательно, улучшить защитное действие путем изменения соотношения токов и взаимного расположения проводов.

Отсасывающие трансформаторы применяются на дорогах переменного тока и уменьшают только магнитные влияния. Если с их помощью добиться такого снижения магнитного влияния на воздушную линию связи, что последняя может быть расположена на расстоянии от контактной сети менее 100 м, то возникнет необходимость в защите линий связи от электрического влияния. Такая защита достигается подвешенным на опорах контактной сети проводом обратного напряжения (стальной провод диаметром порядка 5 мм) (рис. 17.5), в который от специального трансформатора на подстанции подается напряжение, сдвинутое на угол, близкий к 180° , по отношению к напряжению в контактной сети, в результате чего электрические влияния от контактной сети и проводов обратного напряжения на линию связи взаимно компенсируются. Снижение до такой степени опасных и мешающих магнитных влияний на воздушную линию связи отсасывающими трансформаторами затруднительно и требует слишком больших затрат (увеличения числа трансформаторов). Кабельные же линии не подвержены электрическому влиянию.

Демпфирующий контур. Поскольку контактная сеть обладает распределенной емкостью, то она с учетом индуктивности сети и тяговых трансформаторов может быть представлена как колебательный контур. Амплитуды гармоник, возникающих в момент завершения коммутации выпрямительного агрегата на электровозе однофазно-постоянного тока, могут иметь значительную величину вследствие резонансных явлений в контактной сети.

Резонирующие гармоники находятся в диапазоне тональных частот и близки к частотам, оказывающим наибольшее мешающее влияние на линии связи.

Для снижения амплитуд резонирующих и близких к ним гармоник на тяговых подстанциях переменного тока применяют демпфирующий контур (рис. 17.6).

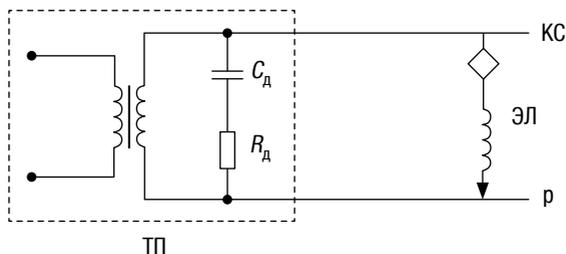


Рис. 17.6. Демпфирующий контур тяговой подстанции переменного тока

Такой контур, включаемый параллельно тяговой сети и состоящий из последовательно соединенных емкости C_d и сопротивления R_d (рис. 17.6, где ТП — тяговая подстанция; ЭЛ — электровоз), поглощает энергию генератора гармоник (электровозного выпрямителя) и рассеивает ее в демпфирующем сопротивлении. При подборе соответствующих величин емкости и сопротивления демпфирующий контур обеспечивает гашение резонансных колебаний в достаточно широком диапазоне частот и относительно небольшое увеличение (происходящее при наличии демпфирующего контура) гармоник низких частот, оказывающих влияние на работу первичной системы энергоснабжения.

Как показали исследования, применение демпфирующего контура снижает мешающее влияние на линии связи тональной частоты в среднем в 3–4 раза, а максимальные пиковые значения напряжения шума — в 4–4,5 раза. Поэтому применение демпфирования позволяет либо снизить (примерно в 4 раза) требования к защитному действию оболочки кабеля, либо прокладывать кабель вблизи от тяговой сети (в 2,5–10 м, если без демпфирования требуется ширина сближения 65–100 м), а при некоторых условиях сохранить существующий кабель связи с обычной оболочкой и броней, проложенный в непосредственной близости от железной дороги. Если без демпфирования по условиям защиты от мешающих влияний воздушная линия должна быть отнесена на 1–2,5 км от железной до-

роги, то при демпфировании относ можно уменьшить на 0,5–1 км. Наконец, применение демпфирования несколько повышает коэффициент мощности подстанции и дает возможность уменьшить емкость батареи поперечной емкостной компенсации [15].

Сглаживающие фильтрустройства (СФ) на тяговых подстанциях постоянного тока. Рост числа и единичных мощностей полупроводниковых преобразователей в различных отраслях народного хозяйства, в том числе и на железнодорожном транспорте, метрополитене, обуславливает особую актуальность решения вопросов оптимизации схем и параметров преобразователей. Применение преобразователей с числом пульсаций больше шести (12, 24, 48) продиктовано необходимостью повышения качества выпрямленного напряжения, снижения потребления реактивной мощности (увеличения коэффициента мощности), улучшения внешней характеристики, уменьшения высших гармонических токов и напряжений в питающей сети. Из проведенных исследований следует [37], что у 12-пульсового выпрямителя переменная составляющая выпрямленного напряжения в 4 раза меньше, чем у 6-пульсового, а у 24-пульсового выпрямителя — в 3 раза меньше, чем у 12-пульсового и в 12 раз меньше, чем у 6-пульсового. Поэтому при создании 24-пульсового выпрямителя при полной симметрии напряжений секций обеспечивается высокое качество выпрямленного напряжения, переменная составляющая его равна 0,3 % от U_{d0} , где U_{d0} — напряжение холостого хода на шинах 3,3 кВ.

В последние годы на тяговых подстанциях устанавливаются 12-пульсовые преобразовательные агрегаты с последовательным или параллельным соединением двух трехфазных мостов. На ряде тяговых подстанций внедряют 24-пульсовые выпрямители, которые собирают на основе последовательного, смешанного (последовательно-параллельного) или параллельного соединений четырех трехфазных мостов [37].

Однако при любой схеме выпрямления в реальных условиях, особенно при наличии несимметричных режимов их работы, требуется дальнейшее снижение пульсации выпрямленного напряжения, что достигается установкой на тяговых подстанциях сглаживающих фильтров. На большинстве тяговых подстанций постоянного тока с 6-пульсовыми преобразователями (практически на всех монтажах до 1960 г.) установлены однозвенные сглаживающие фильтры (рис. 17.7, а).

При проектировании и электрификации новых участков железной дороги нормативными документами [37] требуется установка

мощных двухзвенных СФ, предложенных Западно-Сибирской железной дорогой (рис. 17.7, б) и ВНИИЖТом (рис. 17.7, в). При установке на тяговых подстанциях 12- или 24-пульсовых преобразовательных агрегатов рекомендуется использовать более простые однозвенные апериодические СФ (рис. 17.7, з) или в некоторых случаях обойтись совсем без СФ.

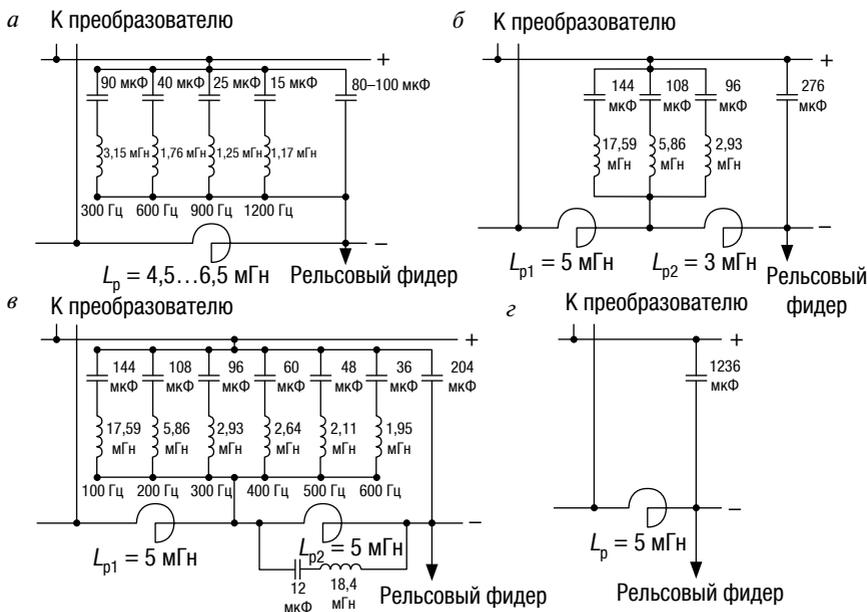


Рис. 17.7. Принципиальные схемы СФ тяговых подстанций:
а — однозвенный; б, в — двухзвенные; з — простой однозвенный

Следует особо подчеркнуть, что асимметрия фазовых напряжений (несинусоидальность и несимметричность напряжений) первичной системы электроснабжения ведет к появлению в выпрямленном напряжении гармоник с новыми частотами, что затрудняет защиту воздушных линий связи на существующей трассе.