

Міністерство аграрної політики та продовольства України

Миколаївський національний аграрний університет

О.С. Кириченко

**ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ
ПОНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Курс лекцій

Миколаїв

2014

ЛЕКЦІЯ 1

ПРІОРИТЕТНІ НАПРЯМИ ТА ОБСЯГИ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

1.1 Проблема енергоефективності у національній економіці

Енергоємність валового внутрішнього продукту – основний показник ефективності економіки – в Україні значно вища, ніж у промислово розвинених країнах. Це є наслідком певної технологічної відсталості, недосконалої галузевої структури вітчизняної економіки та впливу її “тіньового” сектору. Така ситуація обмежує конкурентоспроможність національного виробництва і лягає важким тягарем на економіку – тим паче, за умов її зовнішньої енергетичної залежності. На відміну від країн Заходу, де енергозбереження є елементом економічної та екологічної доцільності, для України це – питання виживання, оскільки досі не вирішено проблему збалансованого платоспроможного споживання як внутрішнього, так і щодо імпорту паливно-енергетичних ресурсів.

Енергозбереження має суттєвий вплив на енергетичну безпеку держави, оскільки неефективне внутрішнє споживання паливно-енергетичних ресурсів вимагає великих обсягів (майже 50%) їх імпорту, що призводить до значної залежності від країн-експортерів. Разом із тим потенціал енергозбереження в Україні становить понад 45% обсягу споживання паливно-енергетичних ресурсів. Його реалізація дозволить здебільшого зняти гостроту проблеми зовнішньої енергетичної залежності.

Низька енергоефективність стала одним з основних чинників кризових явищ в українській економіці. У структурі витрат на виробництво промислової продукції в першій половині 90-х рр. майже втричі зросла вартісна складова енергоресурсів у матеріальних витратах на цю продукцію, сягнувши 42% їх загального обсягу. Зростання питомої ваги витрат на паливо та енергію зумовлено істотним зростанням вартості імпортованих енергоресурсів упродовж

означеного періоду, що стало причиною низької рентабельності виробництва. Низька рентабельність стала, в свою чергу, однією з причин вимивання обігових коштів з економіки, сприяючи таким чином її бартеризації та іншим негативним наслідкам в умовах переходу до ринкових відносин і однією з основних причин кризових явищ у національній економіці, і їх наслідком.

У результаті прийнятих на державному рівні зусиль в Україні спостерігається певне поліпшення ситуації, пов'язаної з енергоефективністю. Якщо енергоємність ВВП протягом 1990-1996 рр. зросла на 42% і майже стабілізувалася у 1997-1999 рр., то з 2000 року спостерігається її істотне зменшення, причому вперше в історії України зростання ВВП було досягнуто за одночасного скорочення споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів.

Таким чином, одним із основних напрямів удосконалення системи енергозабезпечення України має стати підвищення ефективності використання палива та енергії.

Стратегічні цілі політики з енергозбереження полягають у докорінній перебудові технологічної, економічної та нормативно-правової бази виробництва, перетворення, транспортування та використання паливно-енергетичних ресурсів у галузях економіки і соціальній сфері з метою радикального зменшення їх витрат та підвищення показників енергетичної ефективності до рівня промислово розвинених країн.

Проведення активної енергозберігаючої політики є важливим фактором, що гарантуватиме стале і ефективне забезпечення енергоресурсами економіки країни.

1.2 Основні стратегічні напрями та заходи з енергозбереження в галузях економіки до 2030 року

Пріоритетними напрямами та заходами енергозбереження для основних

енергоємних галузей промисловості, в сільському і комунально-житловому господарствах, на транспорті та в будівництві є наступні.

Промисловість. Чорна металургія. Основною метою стратегії енергозбереження в чорній металургії є досягнення у виробничій структурі галузі переважної частки технологій з високою енергоефективністю за рахунок впровадження енергоефективних виробництв.

Вугільна промисловість. Основною метою стратегії енергозбереження у вугільній промисловості є, насамперед, підвищення якості вугілля, утилізація шахтного метану та вторинних енергетичних ресурсів, впровадження нових сучасних технологій видобутку та збагачення вугілля, а також вентиляції шахт, підвищення безпеки вуглевидобутку.

Газова промисловість. Метою основної стратегії енергозбереження в газовій промисловості до 2030 року є зниження технологічних витрат природного газу на його транспортування з 8,0-9,0 до 4,0-5,0% за рахунок використання нових газотурбінних перекачувальних агрегатів з ККД 35-36% , тощо. Енергозаощадження за рахунок скорочення технологічних витрат при транспортуванні газу на рівні 2030 року становитиме 11,0-12,0 млрд. м³ з урахуванням транзиту, в тому числі скорочення витрат на власне споживання – 4,5-5,5 млрд. м³.

Нафтова промисловість. Основні напрями стратегії енергозбереження у нафтовій промисловості пов'язані з удосконаленням технологічних процесів видобутку нафти. Попередні оцінки свідчать про можливість зменшення питомих витрат енергоресурсів до 2030 року на 7,0-11,0%.

Нафтопереробна промисловість. Метою стратегії енергозбереження в нафтопереробній промисловості є впровадження сучасних енергозберігаючих технологій і обладнання, що дозволить при поглибленні переробки нафти до 72-75% у 2010-2015 рр. і 85-90% у 2030 році уникнути значного підвищення споживання ПЕР.

Електроенергетика. Основною стратегічною метою енергозбереження в

електроенергетиці є насамперед модернізація, реконструкція та оновлення фізично зношеного обладнання, підвищення ефективності його експлуатації, зменшення питомих витрат палива на виробництво електричної та теплової енергії, зниження втрат енергії в мережах енергопостачання, вирішення проблеми покриття змінних електричних навантажень.

Хімічна та нафтохімічна промисловість. Основною метою стратегії енергозбереження в хімічній та нафтохімічній промисловості є: модернізація діючих та впровадження нових енергозберігаючих і ресурсозберігаючих технологій виробництва; докорінна реконструкція котельних установок, підвищення ступеня використання горючих і теплових вторинних ресурсів.

Машинобудування і металообробка. Основна мета стратегії енергозбереження в машинобудуванні та металообробці на перспективний період полягає у підвищенні частки високоефективних технологій використання палива та енергії за рахунок удосконалення та впровадження нових технологічних процесів у виробництві продукції машинобудування, зокрема ливарних і термічних печей, зварювального і гальванічного обладнання, металообробних агрегатів тощо.

Промисловість будівельних матеріалів. Основною метою стратегії енергозбереження у промисловості будівельних матеріалів є удосконалення існуючих і впровадження нових енергоефективних технологій у процесах виробництва, підвищення ступеня утилізації вторинних енергетичних ресурсів, впровадження сучасних систем обліку та контролю використання енергоресурсів.

Сільське господарство. Стратегія енергозбереження в сільському господарстві полягає в запровадженні принципово нових напрямів його розвитку, зорієнтованих на ресурсо- та енергозберігаючі технології, сучасні технічні засоби для їх реалізації, зокрема використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії.

Житлово-комунальне господарство. Основною стратегічною метою

енергозбереження в житлово-комунальному господарстві України на період до 2030 року є підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів за рахунок сучасних схем і систем енергопостачання, приладів і пристроїв, які використовують тепло та енергію, зниження втрат енергоносіїв, що сприятиме більш повному задоволенню попиту населення на житлові, комунальні та побутові послуги.

Автомобільний транспорт. Загальні обсяги споживання пального в автомобільній підгалузі можуть бути знижені завдяки наведеним нижче напрямам енергозбереження.

Залізничний транспорт. На залізничному транспорті зниженню питомих витрат та економії палива сприятимуть такі чинники.

Будівництво. Серед стратегічних напрямів розвитку будівельної галузі слід відзначити впровадження нових енергозберігаючих технологій і матеріалів, перехід на енергоефективне будівництво та енергозберігаючі конструкції, та різкого зниження енергоємності галузі.

1.3 Оцінка економічно доцільного потенціалу енергозбереження

Оцінка обсягів енергозбереження за рахунок технологічного фактора.

За своєю особливістю енергозбереження з огляду на технологічний фактор розділяють на галузеве та міжгалузеве.

Потенціал галузевого економічно доцільного енергозбереження з огляду на технологічний фактор оцінюється у 2030 році проти рівня 2000 року в обсягах 296,68 млн. т у.п., у тому числі заощадження паливних ресурсів становить 190,63 млн. т у.п., електричної енергії – 155,39 млрд. кВт·год, теплової енергії – 318,68 млн. Гкал.

Міжгалузеве енергозбереження є одним із найбільш ефективних і масштабних напрямів енергозбереження, що може суттєво впливати на рівні енергоспоживання.

Потенціал міжгалузевого економічно доцільного енергозбереження з огляду на технологічний фактор у 2030 році проти рівня 2000 року становитиме 30,83 млн. т у.п., у тому числі заощадження палива визначено в обсягах 7,39 млн. т у.п., електричної енергії – 51,07 млрд. кВт×год., теплової енергії – 36,4 млн. Гкал (таблиці 11.1-11.4).

Оцінка обсягів енергозбереження за рахунок структурного фактора.

Реалізацію потенціалу енергозбереження за рахунок структурного фактора забезпечують: підвищення в структурі економіки питомої ваги наукоємних малоресурсомістких галузей та виробництв; зниження матеріаломісткості (в першу чергу металомісткості) продукції; раціоналізація енергетичних балансів країни, галузі, підприємств; заміщення в енергетичному балансі вуглеводневого палива неорганічними джерелами енергії (ядерне паливо, нетрадиційні та відновлювальні джерела).

Загальне енергозбереження за рахунок міжгалузевих та внутрішньогалузевих структурних зрушень в економіці України за базовим сценарієм оцінюється в 2030 році відносно 2000го в обсязі 228,11 млн. т у.п. Заощадження паливних ресурсів становитиме 131,72 млн. т у.п. та електроенергії 286,93 млрд. кВт год при перевитратах 7,01 млн. Гкал теплової енергії.

Потенціал енергозбереження. Сумарний потенціал енергозбереження за рахунок технологічного і структурного факторів ураховує величину факторів, що підвищують обсяги.

Сумарний економічно ефективний потенціал енергозбереження за рахунок технологічного і структурного факторів у економіці України за базовим сценарієм у 2030 році проти рівня 2000 року оцінюється в обсязі 555,62 млн. т у.п.: в тому числі обсяги заощадження : палива – 329,74 млн. т у.п., електроенергії – 493,39 млрд. кВт год, теплової енергії – 348,07 млн. Гкал.

1.4 Показники ефективності використання паливно-енергетичних

ресурсів на період до 2030 року

Узагальнюючими показниками ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів у країні є їх питомі витрати на одиницю валового внутрішнього продукту країни (показники енергоємності).

Прогнозні розрахунки свідчать про скорочення енергоємності ВВП країни з 1127 г у.п./грн. у 2000 році до 308-489 г у.п./грн. у 2030-му, що становить 27,4-43,4% рівня енергоємності ВВП у 2000 році.

На сьогодні показники енергоємності ВВП розвинених країн світу становлять 200-350 грам нафтового еквівалента на один долар США (г н.е./дол. США), чималі резерви зниження енергоємності ВВП у цих країнах практично використано.

Прогноз динаміки показників енергоємності ВВП в Україні показує, що у 2030 році вони можуть становити 221-351 г н.е./дол. США проти 809 г н.е./дол. США у 2000 році. Порівняно з показниками 2000 року в 2030-му питомі витрати палива та енергії на одиницю валового внутрішнього продукту України скоротяться: паливоємність ВВП – з 0,905 до 0,233-0,377 кг у.п./грн.; вуглеємність ВВП – з 0,372 до 0,132-0,198 кг/грн.; газоємність ВВП – з 0,402 до 0,086-0,141 м³/грн.; нафтоємність ВВП – з 0,055 до 0,029-0,046 кг/грн.; нафтопродуктоємність ВВП – з 0,086 до 0,043-0,068 кг у.п./грн.; електроємність ВВП – з 0,985 до 0,329-0,508 кВт год/грн.; теплоємність ВВП – з 1,327 до 0,44-0,695 Мкал/грн.

Скорочення питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на виробництво валового внутрішнього продукту протягом періоду до 2030 року забезпечить суттєве підвищення ефективності їх використання.

1.5 Державна політика, правове забезпечення та економічний механізм стимулювання енергозбереження

Оснoву державної політики з енергозбереження в національній економіці становить системний розвиток законодавства. Базовим у цій сфері є Закон України “Про енергозбереження” прийнятий у 1994 році. Він передбачає систему інституційних, регулятивних та заохочувальних заходів щодо режиму ощадного використання паливно-енергетичних ресурсів. Нині врегульовано майже всі положення Закону України “Про енергозбереження”, які вимагали подальшої конкретизації підзаконними актами.

З метою реалізації інституційних засад енергозбереження у 1995-1996 рр. в Україні створено органи державного управління в цій сфері: Держкоменергозбереження і Державну інспекцію з енергозбереження та її територіальні органи. Прийнято постанови Кабінету Міністрів України від 09.01.96 №20 “Про управління сферою енергозбереження” та від 18.05.2000 №821 “Про впорядкування структури місцевих державних адміністрацій” (зі змінами, внесеними постановою від 29.08.02 №1262). Постановою Кабінету Міністрів від 26.03.03 №390 затверджено Типове положення про управління з енергозбереження обласної та Севастопольської міської державної адміністрації.

Окрім того, діяльність у сфері енергозбереження в Україні відповідає міжнародній практиці відповідно до Хартії та Договору до Енергетичної Хартії з питань енергетичної ефективності і суміжних екологічних аспектів, ратифікованих Верховною Радою України у 1998 році.

Основою практичної реалізації політики енергозбереження в національній економіці є державні програми енергозбереження. В Україні розроблена та здійснюється Комплексна державна програма енергозбереження (КДПЕ), яку схвалено постановою Кабінету Міністрів України від 05.02.97 за №148.

Постановою Кабінету Міністрів України від 31.12.97 №1505 схвалена також “Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики”, як складової частини КДПЕ.

Фактично, статус програми енергозбереження в бюджетній сфері має Указ Президента України від 16.06.99 №662 “Про заходи щодо скорочення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами”, який, зокрема, врегулював на нормативному рівні проблему проведення енергетичних обстежень. Постановою Кабінету Міністрів України від 30.11.99 №2183 “Про скорочення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами” передбачено конкретні механізми, спрямовані на скорочення енергоспоживання у бюджетній сфері. Станом на кінець жовтня 2003 року в Україні на основі цих нормативних актів розгорнуто мережу майже із 160 спеціалізованих організацій з проведення енергетичних обстежень.

У 2001 році вперше було передбачено інвестиції на енергозбереження в державному бюджеті за статтею “Міжгалузеві енергозберігаючі заходи” в обсязі 25,4 млн. грн. Цим запроваджено ще один потужний важіль впливу на зменшення енергоспоживання як у бюджетній сфері, так і в національній економіці в цілому. З досвіду реалізації централізованих програм енергозбереження розвиненими країнами у 80-х рр. відомо, що реальний ефект від їх реалізації в масштабах країни у 10-20 разів перевищує очікуваний. Це можна пояснити значним впливом конкретної політики держави, зокрема, створенням системи фінансування енергозбереження і певним тиском на управлінців, які приймають рішення на рівні регіональних органів влади та підприємств.

Таблиця 1.1

Електробаланс України за 2001 – 2002 роки (млрд.кВт·год)

	2001	2002
Вироблено електроенергії	173,0	173,7

Одержано електроенергії з-за меж України	2,1	5,5
Спожито в Україні підприємствами промисловості	90,3	91,0
у тому числі:		
добувної	16,7	16,7
обробної	51,0	51,7
з виробництва та розподілення електроенергії, газу та води	22,6	22,6
будівництвом	0,8	0,7
сільським господарством, мисливством, лісовим та рибним господарством	4,2	3,7
транспорт	8,7	9,2
підприємствами і установами інших видів діяльності	10,2	10,7
населенням	21,6	21,8
Втрати в мережах загального користування	34,1	33,5
Відпущено електроенергії за межі України	5,2	8,6

ЛЕКЦІЯ 2

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Задачи управления конкретными частями электрических сетей должны решаться с учетом их взаимодействия. Для формализации таких задач введем

понятие *составной электрической сети*, включающей в себя ряд электрических сетей низшего ранга и взаимодействующей с рядом сетей такого же ранга. Например, составная электрическая сеть конкретного производственного энергетического объединения (ПЭО) включает в себя сеть всех подчиненных предприятий электрических сетей (ПЭС) и взаимодействует с сетями смежных ПЭО. Аналогично составная электрическая сеть конкретного ПЭС включает в себя сети всех подчиненных районов электрических сетей (РЭС) и взаимодействует с сетями смежных ПЭС, и т. д.

Последовательное проведение принципа составления электрических сетей по территориальной иерархии сверху вниз приводит к сети наименьшего ранга, составленной из трансформаторов, шин и линий электропередачи. Это и есть объект классической теории электрических сетей.

При рассмотрении режимов работы составных электрических сетей необходимо различать *внутренние режимы*, характеризующие обмен электрической энергией между сетями низшего ранга, и *внешние режимы*, характеризующие взаимодействие с сетями аналогичного ранга. То и другое можно представлять балансами токов, мощностей и энергии, причем каждая из этих величин имеет активную и реактивную составляющие.

Любой баланс имеет приходную и расходную части. Разность между приходной и расходной частями баланса составляет *технологический расход энергии* на ее передачу и распределение.

2.1. Потери мощности в элементах электрической сети. Элемент со сосредоточенным сопротивлением

Принципы методики определения потерь мощности изучим на примере простейшей схемы сети (рис. 2.1). Участок 1–2 данной схемы, состоящий из активного и индуктивного сопротивлений, заключенный между ответвляющимися от его концов нагрузками (рис. 2.1,а) или проводимостями

(рис. 2.1,б), назовем звеном сети. В качестве звена можно также рассматривать проводимость $1-1'$ или $2-2'$ (рис. 2.1,а). В общем случае под звеном понимаем однородный элемент сети, на протяжении которого ток остается постоянным или изменяется по вполне определенному закону, Условимся, что в дальнейшем будем иметь в виду симметричную трехфазную цепь. Несоблюдение данных условий будем оговаривать особо.

Комплексное выражение полной мощности будем представлять в виде:

$$\dot{S} = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I}^*,$$

где \dot{U}^* – сопряженный комплекс линейного напряжения; \dot{I} – комплекс линейного тока.

Для нагрузки индуктивного характера $\dot{S} = P - jQ$, а для нагрузки емкостного характера $\dot{S} = P + jQ$. Здесь P и Q – трехфазная активная и реактивная мощности.

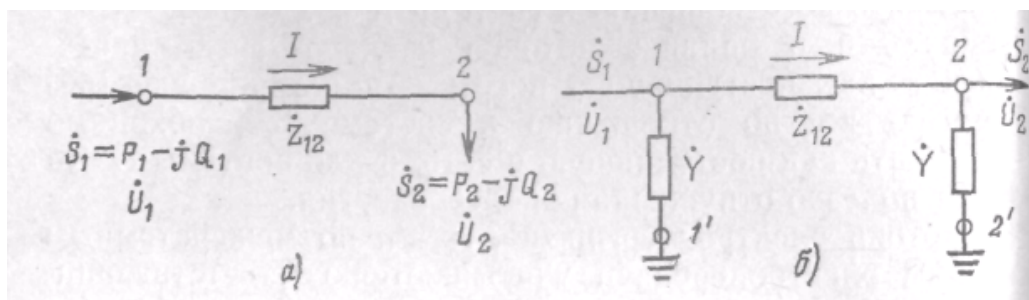


Рис. 2.1. Звено электрической сети.

Выведем формулу для определения потерь мощности в звене сети по данным его конца: мощности S_2 и напряжению U_2 . На рис. 2.1 и в тексте индекс 1 соответствует параметрам начала звена, а 2 – его конца.

Соотношению между напряжениями начала и конца звена сети $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \underline{Z}$ соответствует сопряженное уравнение:

$$\dot{U}_1^* = \dot{U}_2^* + \sqrt{3} \cdot \dot{I}^* \cdot \underline{Z}^* \quad (2.1)$$

Левую и правую части выражения (2.1) умножим на $\sqrt{3} \cdot \dot{I}$. В

результате получим:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S} ,$$

$$\text{где } \Delta \dot{S} = \Delta P - \Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot R - j3 \cdot I^2 \cdot X , \quad (2.2)$$

$$\text{откуда } \Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R, \quad \Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (2.3)$$

Если даны мощности нагрузок, то протекающий по линии ток можно

$$\text{определить по формуле: } \dot{I} = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot \dot{U}_2} ,$$

$$\text{а квадрат модуля тока } |I|^2 = \frac{1}{3} \cdot \left| \frac{S_2}{U_2} \right|^2 \quad (2.4)$$

Выражая квадрат модуля тока в (2.2) через его значения (2.4), получаем следующую формулу потерь мощности для звена сети по данным его конца:

$$\Delta S = \left| \frac{S_2}{U_2} \right|^2 \cdot Z^* \quad (2.5)$$

или, совмещая вектор U_2 с вещественной осью комплексной плоскости:

$$\Delta \dot{S} = \Delta P - \Delta Q = \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot R - j \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot X ,$$

откуда

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R, \quad \Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X. \quad (2.6)$$

При расчете по известным данным начала звена: напряжению \dot{U}_1 и мощности S_1 – расчетные формулы несколько видоизменяются, хотя ход рассуждений останется прежним. Исходное выражение в данном случае

$$\text{запишем в виде: } \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z$$

Используя тот же метод преобразований, что и ранее, получаем:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \Delta \dot{S} ,$$

где ΔS представляется выражением (2.2).

Мощность в начале звена $S_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \dot{I}$, поэтому квадрат модуля тока

$$|\dot{I}|^2 = \frac{1}{3} \cdot \left| \frac{S_1}{U_1} \right|^2 \quad (2.7)$$

Подставляя значение (2.7) в формулу (2.2), получаем:

$$\Delta S = \left| \frac{S_1}{U_1} \right|^2 \cdot Z \quad (2.8)$$

или, совмещая вектор напряжения U_1 с вещественно осью комплексной плоскости:

$$\Delta \dot{S} = \Delta P - \Delta Q = \frac{S_1^2}{U_1^2} \cdot R - j \frac{S_1^2}{U_1^2} \cdot X$$

откуда

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot R, \quad \Delta Q = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \cdot X \quad (2-9)$$

При практических расчетах обычно мощность выражают в мегавольтамперах, напряжение в киловольтах и сопротивление в омах. В этом случае потери мощности также получаем в мегавольтамперах.

2.2. Однородная линия электропередачи

Для линии электропередачи П – образную схему замещения можно рассматривать как звено сети с сопротивлением Z и проводимостями Y_1 и Y_2 (рис. 2.2). Поэтому, основываясь на выражении (2.5), записанном для звена сети, потери мощности в однородной линии электропередачи можно представить формулой:

$$\Delta S_{л} = \left| \frac{S_2}{U_2} \right|^2 \cdot Z_{л} + \Delta S_{л.х},$$

или

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{21}^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}}, \quad (2.21a)$$

$$\text{и } \Delta Q_{\text{л}} = \frac{P_{21}^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X_{\text{л}} - \Delta Q_{\text{с}}, \quad (2.216)$$

где $\Delta P_{\text{кор}}$ – потери активной мощности на корону;

$\Delta Q_{\text{с}}$ – зарядная мощность линии.

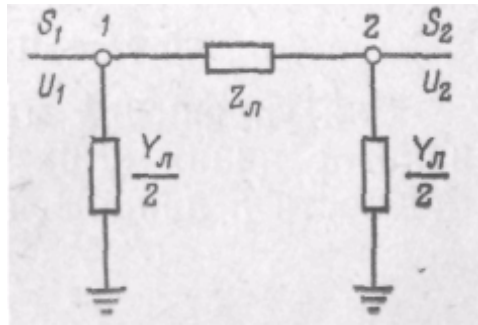


Рис 2.2 Схема замещения однородной линии электропередачи

Формула (2.216) получена на основе приближенного уравнения (2.1), не учитывающего волновой характер и равномерное распределение параметров линии по ее длине, которые, начиная с определенной длины линии, оказывают существенное влияние на физические процессы в линии электропередачи. В общем случае потери мощности в линии длиной L определяются выражением

$$\Delta S_{\text{л}} = 3 \cdot Z_{\text{ол}}^* \cdot \int_0^L I_1^2 dl \quad (2.23)$$

где I_1 – ток в точке линии, расположенной на расстоянии l от конца линии;

$\dot{I}_2 = (P_2 - jQ_2) / (\sqrt{3} \cdot U_2)$ – ток в конце линии, выраженный через активную и реактивную мощности и напряжение в конце линии.

Здесь вектор U_2 совмещен с вещественной осью комплексной плоскости.

Для сравнительно коротких линий:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R, \quad \Delta Q_{\text{л}} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X$$

2.3. Линия электропередачи с компенсирующими устройствами

В общем случае линия электропередачи представляет собой сложное

энергетическое сооружение, включающее промежуточные установки продольной емкостной и параллельной индуктивной компенсации или настраивающие устройства; линия становится неоднородной (рис. 2.3).

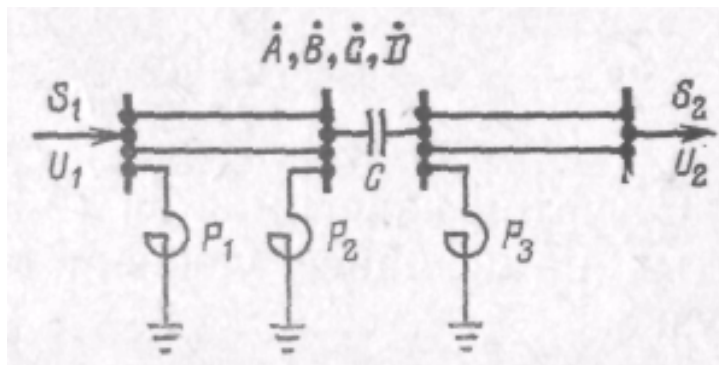


Рис. 2.3 Участок линии электропередачи с компенсирующим устройством

Потери мощности в неоднородной линии удобно определять по формуле:

$$\Delta \dot{S}_л = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 \quad (2.30)$$

где индексы 1 и 2 относятся к параметрам соответственно начала и конца линии.

Рассмотрим вывод расчетной формулы для определения потерь мощности при заданных напряжении U_2 , мощности S_2 и индуктивном характере нагрузки. Разумеется, что при известных параметрах режима в начале линии электропередачи процедура вывода формулы не изменится.

Исходная формула имеет вид:

$$\dot{S}_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \dot{I}_1^*$$

Выразим величины U_1^* и \dot{I}_1 через соответствующие величины конца электропередачи и параметры линии. При этом линию будем рассматривать как трехполюсник с обобщенными постоянными A, B, C и D .

Из теоретической электротехники известно, что

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \dot{A} \cdot \dot{U}_1 + \sqrt{3} \cdot \dot{B} \cdot \dot{I}_2 \\ \dot{U}_1 = \dot{A} \cdot \dot{U}_1 + \sqrt{3} \cdot \dot{B} \cdot \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = (\dot{C}_1 / \sqrt{3}) \cdot \dot{U}_2 + \dot{D}_2 \cdot \dot{I}_2. \end{cases} \quad (2.31)$$

При индуктивной нагрузке:

$$\dot{S}_2 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_2 \cdot \dot{I}_2 = P_2 - jQ_2; \sqrt{3} \cdot \dot{U}_2 \cdot \dot{I}_2 = P_2 + jQ_2.$$

Получаем два выражения для потерь мощности:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{л}} = & [(A' \cdot C' + A'' \cdot C'') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D' + B'' \cdot D'') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(A'' \cdot D'' + B' \cdot C') \cdot P_2 + 2(B'' \cdot C' - A' \cdot D'') \cdot Q_2] - \\ & - j \cdot [(A' \cdot C'' - A'' \cdot C') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D'' - B'' \cdot D') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(B' \cdot C'' - A'' \cdot D') \cdot P_2 + 2(B' \cdot C' - A' \cdot D') \cdot Q_2] = \Delta P_{\text{л}} - j\Delta Q_{\text{л}}; \end{aligned} \quad (2.32)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{л}} = & (A' \cdot C' + A'' \cdot C'') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D' + B'' \cdot D'') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(A'' \cdot D'' + B' \cdot C') \cdot P_2 + 2(A'' \cdot D' - B' \cdot C'') \cdot Q_2 \\ & - j \cdot [(A' \cdot C'' - A'' \cdot C') \cdot U_2^2 + 3(B' \cdot D'' - B'' \cdot D') \cdot I_2^2 + \\ & + 2(A'' \cdot D' - C' \cdot B'') \cdot P_2 + 2(B' \cdot C' - A' \cdot D') \cdot Q_2]; \end{aligned} \quad (2.33)$$

откуда

$$\Delta S_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} - j\Delta Q_{\text{л}}; \Delta P_{\text{л}} = \text{Re}(\Delta S_{\text{л}}); \Delta Q_{\text{л}} = \text{Im}(\Delta S_{\text{л}})$$

Первые слагаемые формул (2.32) и (2.33) представляют собой потери холостого хода, а вторые – потери короткого замыкания. Остальные слагаемые обусловлены волновым характером и распределенностью параметров линии, а также протеканием емкостных токов.

Полученные выражения для определения потерь мощности универсальны и практически применимы к любым линиям, включая электропередачи с промежуточными компенсирующими установками и другими устройствами.

2.4. Учет емкостных токов при определении потерь мощности в линиях электропередач

Сравнение потерь мощности в линии электропередачи рассчитанных по точным и приближенным формулам, показывает, что погрешность приближенных формул минимальна в режиме передачи натуральной мощности и не превышает $\pm 2,5\%$ в режимах передачи мощностей, близких к натуральной, при $P = (0,975 \div 1,025) \cdot P_{\text{ном}}$.

Это объясняется тем, что основное влияние на погрешность приближенных формул оказывает неучет физических процессов, обусловленных равномерным распределением по длине линии индуктивного сопротивления и емкостной проводимости. В режиме натуральной мощности последние как бы друг друга компенсируют, т. е. потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении в каждой точке линии равны емкостной (зарядной) мощности, генерируемой линией. Активное сопротивление дальних линий электропередачи сравнительно мало, и неучет его распределенности не оказывает существенного влияния на характер протекающих в линии физических процессов.

Потери мощности в линии электропередачи с учетом физических процессов, вызванных равномерным распределением по длине индуктивного сопротивления и емкостной проводимости линии при известном напряжении и токе (мощности) в конце линии можно записать в виде

$$\Delta S_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{а}}^2 \cdot Z_0 \cdot L + 3 \cdot Z_0 \cdot \int \left(\frac{I_{\text{с}}}{L} \cdot l \cdot k_1 \pm I_{\text{ра}} \right)^2 dl, \quad (2.34)$$

где $\frac{I_{\text{с}}}{L} \cdot l$ – емкостный ток линии длиной L на расстоянии l от ее конца;

$I_{\text{а}2}$ и $I_{\text{р}2}$ – активный и реактивный ток в конце линии; ток $I_{\text{р}2}$ берется со знаком плюс при емкостном характере и минус при индуктивном;

$k_1 = 1 - s_{*2}^2$; здесь s_{*2} – полная мощность в конце линии в относительных

единицах на базе натуральной.

При записи выражения (2.34) полагалось, что напряжение вдоль линии неизменно и равно номинальному.

После интегрирования формулу (2.34) преобразуем к виду:

$$\Delta S_{л} = 3 \cdot Z \cdot (I_2^2 + I_{p2} \cdot I_c \cdot k_1 + 1/3 \cdot I_c^2 \cdot k_1^2). \quad (2.35)$$

После замены токов через мощности и параметры линии электропередачи, зависимость (2.35) запишется следующим образом:

$$\Delta S_{л} = \left(\frac{S_2^2}{U_2^2} \pm k_1 \cdot Q_2 \cdot b_c^2 + \frac{1}{3} \cdot k_1^2 \cdot U_2^2 \cdot b_c^2 \right) \cdot Z, \quad (2.36)$$

или в относительных единицах:

$$\Delta S_{л} = (S_{*2}^2 \pm k_1 \cdot k_2 \cdot q_{*2} + \frac{1}{3} \cdot k_1^2 \cdot k_2^2) \cdot Z_{*}, \quad (2.36a)$$

где $k_2 = b_c - Z_c$; b_c – емкостная проводимость линии;

Z_{*} – сопряженный комплекс полного сопротивления линии в относительных единицах на базе волнового.

Использование формул (2.36), (2.36a) при технико-экономическом анализе дальних линий электропередачи для определения потерь мощности в однородных участках в режимах, отличных от натурального, дает удовлетворительные результаты.

2.5. Потери мощности на корону

Потери мощности и энергии, сопровождающие коронный разряд, достигают в линиях 330 кВ и выше нескольких сотен киловатт на один километр линии, т. е. в этих условиях потери на корону не только соизмеримы, но порою и превышают потери на нагревание проводов. Явление короны вызывает дополнительный нагрев проводников, повышает интенсивность коррозии проводов и арматуры воздушных линий, создает помехи для радио- и

телефонной связи. Возникает необходимость борьбы с короной, а, следовательно, изучения факторов, влияющих на ее появление и развитие.

Впервые явление короны было исследовано американским ученым Пиком. На основе проведенных им опытов было предложено аналитическое выражение для оценки потерь мощности на корону, кВт/км, во всех трех проводах трехфазной линии переменного тока при частоте 50 Гц

$$\Delta P_{\text{кор}} = (0,18 / \delta) \cdot (U - U_0)^2 \cdot \sqrt{r / D_{\text{cp}}}, \quad (2.37)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами, см; r – радиус одиночного провода, см; U среднегодовое линейное напряжение, кВ; U_0 – критическое напряжение, кВ; если фактическое напряжение не превышает критического, то корона отсутствует; δ – относительная среднегодовая плотность воздуха,

$$\delta = (0,386 \cdot p) / (273 + t),$$

p – среднегодовое барометрическое давление воздуха, мм рт. ст.; t – годовая температура воздуха, °С.

Критическое линейное напряжение, кВ, определяется выражением

$$U_0 = 84,6 \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot \delta \cdot r \cdot \lg(D_{\text{cp}} / r), \quad (2.38)$$

где m_1 – коэффициент негладкости провода, $m_1 = 0,82 - 0,85$; m_2 – коэффициент ненастности погоды.

Формулы (2.37) и (2.38) были получены при напряжениях около 100–200 кВ для условия подвески одного провода в фазе; для более высокого номинального напряжения и расщепленных проводов в фазе эти формулы, естественно, не могут быть использованы. Однако с их помощью можно оценить степень влияния различных факторов на развитие короны и наметить основные направления борьбы с короной.

Судя по данным формулам, основным средством, увеличивающим критическое напряжение, служит повышение радиуса провода. Применяемое при напряжениях 330 кВ и выше расщепление фазы на 2, 3 и более проводов

как раз и приводит к повышению эквивалентного радиуса. Менее эффективным мероприятием по борьбе с короной является увеличение среднегеометрического расстояния между проводами, так как в формуле (2.38) оно находится под знаком логарифма. Необходимо также избегать вмятин, заусениц при монтаже провода, применять арматуру с острыми углами, это уменьшает коэффициент негладкости. Остальные составляющие формул (2.37) и (2.48) обуславливаются погодными условиями.

ЛЕКЦИЯ 3

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

3.1. Постановка вопроса

Мероприятия различают организационные и технические.

Технические мероприятия для своего осуществления требуют больших затрат трудовых и материальных ресурсов по сравнению с организационными. Назовем важнейшие из них, позволяющие оказывать существенное влияние на уровень потерь.

1.Повышение номинального напряжения. Сюда относятся сооружение глубоких вводов высокого напряжения в центры электропотребления и перевод сети на более высокую ступень напряжения. Например, за счет использования стеклопластиковых траверс представляется возможным перевести сети 10 кВ на (20) 35 кВ; без замены кабелей могут быть переведены городские сети 6 кВ на 10 кВ; 0,22 кВ – на 0,38 кВ.

2.Установка дополнительных компенсирующих и регулирующих устройств. Эта группа мероприятий включает в себя замену трансформаторов с ПБВ (переключатели без возбуждения) на трансформаторы с РПН (регулирование напряжения под нагрузкой); установку дополнительных последовательных регулировочных трансформаторов; установку дополнительных батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов, регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ);

установку устройств компенсации индуктивного сопротивления линий.

3. Оптимизация параметров элементов электрических сетей. Сюда входит упорядочение мощностей трансформаторов на подстанциях в соответствии с их нагрузкой; замена проводов воздушных линий на большие сечения; повышение нагрузочной способности коммутационных аппаратов; внедрение более совершенных систем релейной защиты, автоматики, телемеханики и измерений.

4. Оптимизация развития и построения сети. Эта группа мероприятий включает развитие системообразующей сети по оптимальным планам; оптимизацию построения распределительной сети и сокращение радиуса ее действия по мере роста электропотребления.

3.1. Повышение уровня рабочего напряжения

Напряжение существенно влияет на потери мощности, энергии и пропускную способность сети как одного из важнейших, определяющих эти величины параметров.

Если не учитывать статических характеристик нагрузки, волнового характера и распределение параметров линий, а также влияния на активное сопротивление теплового эффекта нагрузки, то с повышением напряжения на $\Delta U\%$ потери мощности в сопротивлениях сети снижаются, а в проводимостях увеличиваются пропорционально квадрату напряжения.

Количественное изменение нагрузочных потерь мощности при отклонениях напряжения от номинального можно оценить известным выражением:

$$\Delta P_k \% = 1 - 1 / \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2 \quad (3.1)$$

а потерь холостого хода

$$\Delta P_x \% = \left(1 \pm \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2 - 1. \quad (3.2)$$

Здесь знак "+" соответствует увеличению, а "-" уменьшению уровня напряжения по сравнению с номинальным.

"Правила устройства электроустановок" допускают превышение рабочего напряжения сети сверх номинального на 20% в сетях до 20 кВ включительно, 15% – в сетях 35–220 кВ, 10% в сетях 330 кВ и 5% – в сетях 500 кВ и выше. Отсюда следует, что в сетях до 220 кВ включительно существуют технические возможности использования эффекта снижения нагрузочных потерь мощности и энергии за счет повышения рабочего уровня напряжения.

Потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения в сети, поэтому их можно удерживать на постоянном уровне.

При повышении рабочего напряжения могут несколько возрасти потери на корону в воздушных линиях. Однако потери на корону в линиях 110 – 220 кВ незначительны. Они составляют заметную величину лишь в линиях 330 кВ и выше. Но в этих линиях допустимые перенапряжения изоляции незначительны и эффект от повышения рабочего напряжения в них практически не может быть использован для целей снижения нагрузочных потерь.

Резюмируя вышеизложенное, следует заключить, что поддержание рабочего напряжения в сети на предельно допустимом высшем уровне обеспечивает более высокое качества напряжения и снижение потерь энергии.

Для поддержания рабочего напряжения в линиях на высоком уровне необходимо располагать достаточным арсеналом регулирующих устройств и обеспечить положительный баланс реактивной мощности в основных узлах сети. С точки зрения обеспечения требований к качеству напряжения у потребителей на вторичных шинах понижающих трансформаторов необходимо добиться напряжения 1,05–1,1 номинального для режимов максимальных и номинального – для режимов минимальных нагрузок.

3.2. Установка устройств продольно – поперечного регулирования потоков мощности в сетях

Экономический режим неоднородной замкнутой сети можно получить, осуществив принудительное распределение мощностей включением в контур

продольно-перечной ЭДС. Один из способов создания такой ЭДС заключается в применении последовательных регулировочных трансформаторов ПРТ.

Пусть за счет неоднородности сети в контуре циркулирует уравнивающая мощность $S_{y,n}$, имеющая направление, показанное на рис. 3.1. Для создания экономического распределения мощностей с помощью ПРТ надо создать в контуре принудительную уравнивающую мощность, равную по величине $S_{y,n}$ и противоположную по знаку:

$$S_{y,p} = -S_{y,n}. \quad (3.3)$$

Принятая форма записи уравнения полной мощности:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot \dot{I} = P - jQ, \quad (3.4)$$

а уравнения полного тока

$$\dot{I} = I_a - jI_p. \quad (3.5)$$

Включение продольно-поперечной $\dot{E} = \dot{E}' + \dot{E}''$ показано на рис. 3.2. При таком включении ЭДС верхняя ветвь (см. рис. 3.1) будет догружаться по активной мощности и разгружаться по реактивной, а нижняя – наоборот.

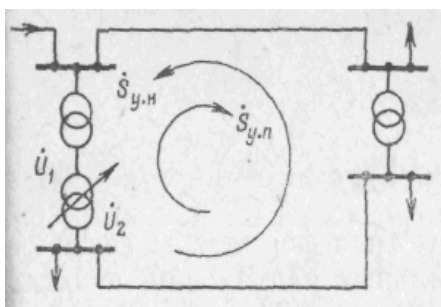


Рис 3.1 Принцип компенсации уравнивающей мощности

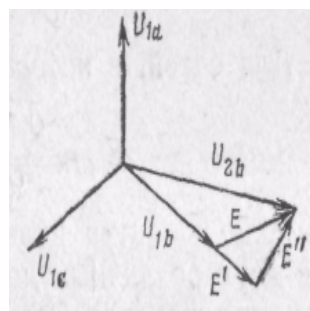


Рис. 3.2 Принцип включения продольно – поперечной ЭДС

Уравнивающая мощность, которая должна быть создана с помощью ПРТ для перехода к экономичному режиму,

$$S_y = S_{ec} - S_{эк},$$

где $S_{ec}, S_{эк}$, – соответственно мощности при естественном и экономичном распределении.

Тогда требуемые параметры ПРТ будут равны:

$$\dot{E}_{\text{эк}} = E'_{\text{эк}} + E''_{\text{эк}} = \frac{S_y \cdot Z_y}{U} = \frac{(P_y - jQ_y) \cdot (R_k + jX_k)}{U}. \quad (3.6)$$

Раскрывая скобки, получаем:

$$E'_{\text{эк}} = \frac{P_y \cdot R_k + Q_y \cdot X_k}{U} \text{ и } E''_{\text{эк}} = \frac{P_y \cdot X_k - Q_y \cdot R_k}{U}. \quad (3.7)$$

Для сетей, в которых $X \gg R$

$$E'_{\text{эк}} \approx \frac{Q_y \cdot X_k}{U} \text{ и } E''_{\text{эк}} = \frac{P_y \cdot X_k}{U}. \quad (3.8)$$

Если в контур включены трансформаторы связи сетей двух различных номинальных напряжений и их коэффициенты трансформации не уравновешены, то они создают в контуре продольную ЭДС:

$$E'_T = U \cdot \left(1 - \prod_{i=1}^n k_i \right) \quad (3.9)$$

где n – число ветвей в контуре.

Тогда необходимая продольная ЭДС ПРТ:

$$E'_{\text{эк2}} = E'_{\text{эк}} - E'_T. \quad (3.10)$$

Для снижения класса номинального напряжения и номинальной мощности ПРТ их обычно целесообразно устанавливать в сети низшего напряжения в ветвях с меньшей пропускной способностью. Однако при наличии контуров одного напряжения создаваемые в них от ПРТ уравнительные мощности могут вызывать увеличенные потери мощности, что сведет к нулю эффект от применения ПРТ. Поэтому целесообразным местом установки ПРТ может оказаться ветвь трансформатора связи сетей двух различных номинальных напряжений (см. рис. 3.1). Номинальная проходная мощность ПРТ выбирается, исходя как из нормальных, так и послеаварийных режимов.

Для выбора мест размещения и параметров ПРТ в замкнутой сети, содержащей несколько контуров, может быть применен градиентный метод. Алгоритм расчета заключается в следующем.

Определяют естественное и экономичное распределение мощностей с учетом выбора оптимальных коэффициентов трансформации трансформаторов

связи.

1. Определяют уравнивающие мощности во всех независимых контурах.

2. Находят параметры ПРТ для каждого независимого контура.

3. Устанавливают поочередно ПРТ в каждый контур и определяют их экономическую эффективность. Установка ПРТ экономически целесообразна, если:

$$W_a - W_p \geq p \cdot K_{\text{ПРТ}}, \quad (3.11)$$

где W_a и W_p – экономический эффект от снижения потерь активной энергии и реактивной мощности, $K_{\text{ПРТ}}$ – капитальные затраты в ПРТ; p – отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ПРТ;

$$p = p_n + p_a + p_{\text{т.о}},$$

p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат.

В формуле (3.11) не учтена стоимость потерь энергии в ПРТ из-за своей малости.

5. Принимают к установке ПРТ, дающий наибольший экономический эффект.

6. Расчеты по пп. 1–5 с учетом уже установленных ПРТ повторяют до тех пор, пока соблюдается условие (3.11).

7. Параметры ПРТ выбирают, исходя из максимального режима сети, в котором, как правило, удается достигнуть наибольшего снижения потерь мощности.

3.3. Компенсация реактивной мощности

Для энергосистем, имеющих дефицит реактивной мощности, компенсирующие устройства рассматриваются как средства регулирования напряжения. Однако, коэффициент мощности сети оказывает непосредственное влияние на потери мощности и энергии, а также пропускную способность сети. Поэтому даже при удовлетворительных уровнях напряжения установка компенсирующих и регулирующих устройств в энергосистеме может оказаться целесообразной. Очевидно, установка дополнительных компенсирующих и

регулирующих устройств будет эффективной, если приведенные затраты, связанные с их сооружением и эксплуатацией, будут меньше получаемого при этом в энергосистеме экономического эффекта:

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_n - Z_k \geq 0 \quad (3.12)$$

где $Z_w + Z_Q + Z_U + Z_n$ – математическое ожидание эффекта соответственно от снижения потерь энергии, снижения потерь реактивной мощности (учитывается в энергосистемах, дефицитных по реактивной мощности), повышения уровня напряжения и повышения пропускной способности сети; Z_k – затраты на установку и эксплуатацию компенсирующего или регулирующего устройства.

Наиболее просто поддаются количественной оценке величины $Z_w + Z_Q + Z_k$. Для определения Z_U необходимо располагать экономическими характеристиками качества напряжения узлов нагрузки. Что касается показателя Z_n , то его можно определить на основе экономического анализа вариантов развития энергосистемы.

Рассмотрим численных значений, составляющих выражения (3.11).

Экономический эффект, получаемый за счет снижения потерь активной мощности и энергии, может быть определен с достаточной для практических целей точностью по очевидному выражению:

$$Z_w = (\Delta P_1 \tau_{p1} - \Delta P_2 \tau_{p2}) \beta,$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – потери мощности в сети до и после установки компенсирующих устройств КУ в максимальном режиме; τ_{p1} и τ_{p2} – время потерь от протекания по сети реактивной мощности до и после установки устройства, ч; β – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии.

При некоторых допущениях, приемлемых для практических расчетов, значение Z_w может быть определено также по формуле

$$Z_w = Q_k k_s^{cp} \tau_p^{cp} \beta, \quad (3.13)$$

где Q_k – установленная мощность устройства; k_s^{cp} – средний экономический эквивалент реактивной мощности в узле нагрузки между значениями до и после

установки КУ мощностью τ_p^{cp} - среднее значение времени потерь от протекания реактивной мощности.

Затраты, связанные с установкой и эксплуатацией КУ, определяются уравнением

$$Z_k = Q_k T_{maxk} \beta_k, \quad (3.14)$$

где T_{maxk} – время использования максимальной нагрузки компенсирующего устройства; β_k – стоимость 1 квар.ч, выданного компенсирующим устройством.

Если пренебречь другими составляющими эффекта, то экономическая целесообразность установки КУ может быть оценена с помощью выражений (3.13) и (3.14). Однако в условиях эксплуатации предпочтение следует отдавать режимным критериальным показателям. Поэтому и запишем:

$$k_3^0 = \frac{T_{maxk}}{\tau_p^{cp}} \frac{\beta_k}{\beta}. \quad (3.15)$$

Здесь параметр k_3^0 представляет собой граничное значение экономического эквивалента реактивной мощности, на уровне которого срок окупаемости дополнительных капиталовложений в КУ равен нормативному. Очевидно, при значениях экономического эквивалента реактивной мощности в узлах электропотребления ниже компенсации реактивной мощности в этих узлах будет нерациональной. Сам по себе экономический эквивалент – режимный параметр, и им удобнее пользоваться, чем выражением (3.12), при практическом анализе функционирующей системы.

Отсюда следует, что в качестве практического (вторичного) критерия экономичности расстановки дополнительных КУ в энергосистеме может быть использован экономический эквивалент реактивной мощности, записанный в виде условия:

$$k_3 \geq k_3^0. \quad (3.16)$$

Под экономическим эквивалентом реактивной мощности в узле k_3

понимают снижение активной мощности в электрической системе при установке единицы компенсирующего устройства в узле электропотребления, т.

е. $k_{si} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i}$. По мере насыщения узлов нагрузки (дефицитных по реактивной мощности) компенсирующими устройствами их удельные экономические эквиваленты снижаются до значения k^0 , и дальнейшее наращивание мощности КУ в этих узлах становится нецелесообразным. Условие (3.16) ориентировочно соответствует степени компенсации $q=0,85 - 0,90$. Опыт показывает, что при $q > 0,90$ дальнейшее повышение экономических показателей сети целесообразнее производить за счет других способов повышения качества напряжения и пропускной способности сети.

Снижение потерь реактивной мощности (для энергосистем, дефицитных по реактивной мощности) можно рассматривать как экономию на компенсирующих устройствах соответствующей мощности: $Z_q = \delta Q_{\tau_p \beta_k}$

Принятая форма записи уравнения полной мощности

$$S = \sqrt{3} \bar{U} \bar{I} = P - jQ, \quad (3.17)$$

а уравнения полного тока

$$\bar{I} = I_a - jI_p. \quad (3.18)$$

Включение продольно-поперечной $\bar{E} = E' + E''$ показано на рис. 3.2. При таком включении ЭДС верхняя ветвь (см. рис. 3.1) будет догружаться по активной мощности и реактивной, а нижняя – наоборот.

Уравнительная мощность, которая должна быть создана с помощью ПРТ для перехода к экономичному режиму,

$$S_y = S_e - S_a,$$

где S_e и S_a – соответственно мощности при естественном и экономичном распределении.

Тогда требуемые параметры ПРТ будут равны:

$$\bar{E}_s = E'_s + jE''_s = \frac{S_y Z_k}{U} = \frac{(P_y - jQ_y)(R_k + jX_k)}{U}. \quad (3.19)$$

Раскрывая скобки, получаем:

$$E'_s = \frac{P_y R_k + Q_y X_k}{U} \quad \text{и} \quad E''_s = \frac{P_y X_k - Q_y R_k}{U}. \quad (3.20)$$

Для сетей, в которых $X \gg R$,

$$E'_s \approx \frac{Q_y X_k}{U} \quad \text{и} \quad E''_s \approx \frac{P_y X_k}{U}. \quad (3.21)$$

Если в контур включены трансформаторы связи сетей двух различных номинальных напряжений и их коэффициенты трансформации не уравновешены, то они создают в контуре продольную ЭДС:

$$E'_T = U \cdot \left(1 - \prod_{i=1}^n k_i \right) \quad (3.22)$$

где n – число ветвей в контуре.

Тогда необходимая продольная ЭДС ПРТ

$$E'_{\text{ЭК2}} = E'_{\text{ЭК}} - E'_T. \quad (3.23)$$

Для снижения класса номинального напряжения и номинальной мощности ПРТ их обычно целесообразно устанавливать в сети низшего напряжения в ветвях с меньшей пропускной способностью. Однако при наличии контуров одного напряжения создаваемые в них от ПРТ уравнительные мощности могут вызывать увеличенные потери мощности, что сведет к нулю эффект от применения ПРТ. Поэтому целесообразным местом установки ПРТ может оказаться ветвь трансформатора связи сетей двух различных номинальных напряжений (см. рис. 3.1). Номинальная проходная мощность ПРТ выбирается, исходя как из нормальных, так и послеаварийных режимов.

ЛЕКЦИЯ 4

СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЕГО СНИЖЕНИЮ

4.1. Структура технологического расхода электроэнергии

Снижение технологического расхода электроэнергии на ее транспорт (ТРЭТ) в трансформаторных подстанциях является частью общей задачи повышения экономичности работы электрической сети и энергосистемы в целом. Анализ структуры и динамики технологического расхода электроэнергии в электрических сетях показал, что ТРЭТ на трансформаторных подстанциях составляет порядка 30 % суммарного ТРЭТ в сетях, причем в сетях напряжением 330 кВ составляет около 10 %, в сетях 150 кВ – 20, в сетях 110 кВ – 30, в сетях 35 и 0,4 – 10 кВ – соответственно 40 и 50 % суммарного ТРЭТ в этих сетях. Отсюда видно, что основная доля суммарного ТРЭТ приходится на сети напряжением 0,4 – 10, 110 и 330 кВ – порядка 24–28 % на каждую из указанных сетей. Это объясняется тем, что в сетях 0,4–10 кВ больший удельный вес занимает ТРЭТ в трансформаторных подстанциях, а в сетях 330 кВ – в линиях электропередач. Основным показателем работы в области снижения ТРЭТ в электрических сетях является выполнение в максимально возможном объеме и количестве беззатратных и малозатратных организационных мероприятий, мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии, а также технических мероприятий, по которым срок окупаемости капиталовложений на внедрение за счет снижения ТРЭТ не превышает восемь лет.

4.2. Мероприятия по снижению технологического расхода электроэнергии

Возможность и экономическую целесообразность внедрения в практику эксплуатации подстанций методов оптимизации режимов работы трансформаторных подстанций определяют ожидаемой экономической эффективностью метода и наличием необходимых технических средств. В некоторых случаях для осуществления результатов расчета оптимального режима работы подстанции необходимо проведение работ по реконструкции подстанции – это может быть установка новых видов коммутационной аппаратуры и т. п. В общем случае надо сопоставить ожидаемую экономию и необходимые для ее получения затраты.

Если ожидаемое снижение ТРЭТ составляет A кВт • ч/год и для данной подстанции удельная стоимость ТРЭТ равна C_0 грн./(кВт • ч), то общая экономия будет $\mathcal{E} = A \cdot C_0 \cdot 10^{-3}$ тыс. грн./год и должна превышать годовые затраты Z , которые включают отчисления от капиталовложений на реконструкцию подстанции K_p . Эти отчисления складываются из нормативного коэффициента эффективности капиталовложений $E_a = 0,12$ и нормативного коэффициента амортизационных отчислений K_p . Кроме отчислений в годовые затраты входят издержки на обслуживание и ремонт вновь установленной аппаратуры I_0 . Таким образом, условие экономической целесообразности проведения той или иной реконструкции представляет собой следующее неравенство:

$$\mathcal{E} > (0,12 + E_{\phi}) \cdot K_p + I_0.$$

4.3. Методы расчета технологического расхода электроэнергии и мощности в трансформаторах

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе. На подстанциях энергетических систем и систем электроснабжения для понижения

или повышения напряжения переменного тока используются статические электромагнитные преобразователи – силовые трансформаторы. Передача мощности в трансформаторах сопровождается потерями в активном и реактивном сопротивлениях обмоток, а также потерями, связанными с гистерезисом, вихревыми токами и намагничиванием стали.

На рис. 4.1 показаны схемы замещения двух - и трехобмоточных трансформаторов.

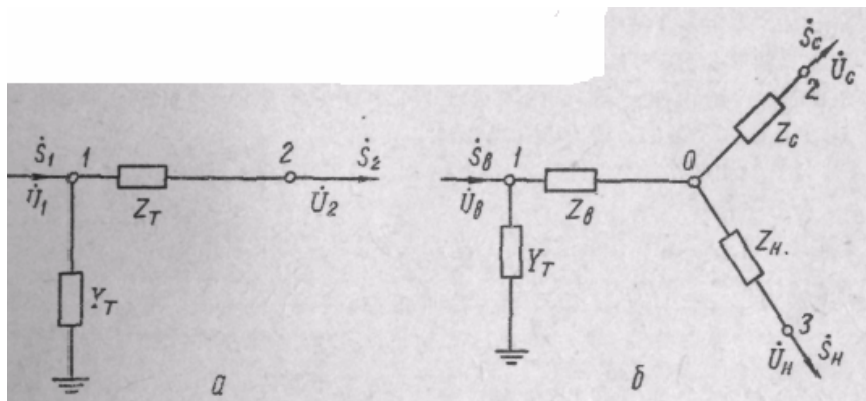


Рис. 4.1 Схемы замещения трансформаторов:
а – двухобмоточных; б - трехобмоточных

Для двухобмоточного трансформатора по Г-образной схеме замещения можно записать:

$$\dot{S}_1 = S_2 + \Delta S_T, \tag{4.1}$$

где $\Delta \dot{S}_T = \Delta P_T - j\Delta Q_T, \tag{4.2}$

Так как $S_2 = P_2 - jQ_2; \tag{4.3}$

а $Z_T = R_T + jX_T, \tag{4.4}$

$$Y_T = g_T + jb_T, \tag{4.5}$$

то $\Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2) R_T / U_{2пр}^2 + U_{2пр}^2 g_T = \Delta P + \Delta P_x, \tag{4.6}$

а $\Delta Q_T = (P_2^2 + Q_2^2) X_T / U_{2пр}^2 + U_{2пр}^2 b_T = \Delta Q + \Delta Q_x. \tag{4.7}$

В уравнениях (4.1)...(4.7) и S_2 – полные мощности, соответственно

потребляемые трансформатором и отдаваемые в сеть, $\text{kB} \cdot \text{A}$; ΔS_{T} – потеря полной мощности в трансформаторе, $\text{kB} \cdot \text{A}$; ΔP_{T} – активная составляющая суммарных потерь мощности в трансформаторе, кВт; ΔQ_{T} – реактивная составляющая суммарных потерь мощности в трансформаторе, квар;

Z_{T} – полное сопротивление обмоток трансформатора, Ом;
 $R_{\text{T}} = R_{1\text{T}} + R_{2\text{T}} (U_1/U_2)^2$ – сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведенного к ней активного сопротивления вторичной обмотки, Ом;

X_{T} – сумма индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки и приведенного к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки, Ом;
 g_{T} и b_{T} – проводимости, определяющие активную и реактивную составляющие намагничивающего тока трансформатора (I_{x}), кСм; P_2 – активная составляющая суммарной мощности, отдаваемой трансформатором в сеть, кВт; Q_2 – индуктивная составляющая мощности, отдаваемой трансформатором в сеть, квар;

ΔP – потери активной мощности на нагревание обмоток трансформатора, кВт; ΔQ – потери реактивной мощности на рассеяние в обмотках трансформатора, квар; $U_{2\text{пр}} = U_2/K_{\text{T}}$ – приведенная величина вторичного напряжения, кВ; K_{T} – коэффициент трансформации; Y_{T} – полная проводимость трансформатора, кСм; ΔP_{x} – потери активной мощности в стали трансформатора, кВт; ΔQ_{x} – потери реактивной мощности на намагничивание, квар.

Если действительные напряжения на зажимах трансформатора неизвестны, в расчетах принимают номинальные напряжения. В практических расчетах потерь мощности чаще всего пользуются паспортными данными трансформаторов.

При номинальной нагрузке трансформатора $\Delta P_{\text{к}} = 3I_{\text{ном}}^2 R_{\text{T}}$,

откуда $R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} / 3I_{\text{ном}}^2 = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2$. При любой другой нагрузке

$$\Delta P = 3I^2 R_{\text{T}}, \text{ тогда } \Delta P = \Delta P_{\text{к}} (S/S_{\text{ном}})^2;$$

Отсюда $\Delta P / \Delta P_v = 3I^2 / 3I_{\text{НОМ}}^2 = S^2 / S_{\text{НОМ}}^2$, а суммарные потери активной

мощности:
$$\Delta P_T = \Delta P_K (S/S_{\text{НОМ}})^2 + \Delta P_X. \quad (4.8)$$

Реактивное сопротивление в уравнении (4.7) можно заменить паспортными данными трансформатора:

$$X_T = u_p U_{\text{НОМ}}^2 / 100 S_{\text{НОМ}}. \quad (4.9)$$

Подставив выражение (4.9) в уравнение (4.7), с учетом выражения (4.3), получим:

$$\Delta Q_T = u_p S^2 / 100 S_{\text{НОМ}} + \Delta Q_X, \quad (4.10)$$

или

$$\Delta Q_T = u_p / 100 (S/S_{\text{НОМ}})^2 S_{\text{НОМ}} + \Delta Q_X. \quad (4.11)$$

При номинальной нагрузке трансформатора

$$\Delta Q_{T.\text{НОМ}} = u_p S_{\text{НОМ}} / 100 + \Delta Q_X. \quad (4.12)$$

На основании выражений (10) и (12) можно записать

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{T.\text{НОМ}} (S/S_{\text{НОМ}})^2 + \Delta Q_X. \quad (4.13)$$

По аналогии с потерями в двухобмоточных трансформаторах потери мощности в трехобмоточных трансформаторах (рис. 4.1, б) можно представить уравнениями:

$$\Delta P_T = (P_v^2 + Q_v^2) R_{T.v} / U_v^2 + (P_c^2 + Q_c^2) R_{T.c} / U_c^2 + (P_n^2 + Q_n^2) R_{T.n} / U_n^2 + \Delta P_X; \quad (4.14)$$

$$\Delta Q_T = (P_v^2 + Q_v^2) X_{T.v} / U_v^2 + (P_c^2 + Q_c^2) X_{T.c} / U_c^2 + (P_n^2 + Q_n^2) X_{T.n} / U_n^2 + \Delta Q_X. \quad (4.15)$$

Индексы в, с, н относятся к соответствующим обозначениям параметров обмоток высшего, среднего и низшего напряжения. Уравнения (4.8) и (4.10) для трехобмоточного трансформатора будут:

$$\Delta P_T = \Delta P_{K.v} (S_v/S_{\text{НОМ.v}})^2 + \Delta P_{K.c} (S_c/S_{\text{НОМ.c}})^2 + \Delta P_{K.n} (S_n/S_{\text{НОМ.n}})^2 + \Delta P_X; \quad (4.16)$$

$$\Delta Q_T = u_{K.v} S_v^2 / 100 S_{\text{НОМ.v}} + u_{K.c} S_c^2 / 100 S_{\text{НОМ.c}} + u_{K.n} S_n^2 / 100 S_{\text{НОМ.n}} + \Delta Q_X. \quad (4.17)$$

В уравнениях (4.14)...(4.17) потери КЗ, сопротивления и реактивная составляющая напряжения КЗ указаны для отдельных обмоток. В паспортных данных эти величины приводятся попарно (для обеспечения возможности проверки их опытом КЗ).

В трехобмоточных трансформаторах активная составляющая напряжения КЗ очень мала, поэтому u_p незначительно отличается от u_k ,

$$u_p \approx u_k. \quad (4.18)$$

Уравнение (4.17) с учетом выражения (4.18) будет иметь вид

$$\Delta Q_T = u_{p.в} S_B^2 / 100 S_{ном.в} + u_{p.с} S_C^2 / 100 S_{ном.с} + u_{p.н} S_H^2 / 100 S_{ном.н} + \Delta Q_X.$$

По нормированным параметрам (между обмотками), приведенным в справочниках, можем определить параметры лучей схемы замещения.

Решив систему уравнений

$$\begin{cases} u_{к.в.с} = u_{к.в} + u_{к.с}; \\ u_{к.в.н} = u_{к.в} + u_{к.н}; \\ u_{к.с.н} = u_{к.с} + u_{к.н}, \end{cases} \quad (4.19)$$

получим

$$\begin{cases} u_{к.в} = 0,5 (u_{к.в.с} + u_{к.в.н} - u_{к.с.н}); \\ u_{к.с} = 0,5 (u_{к.в.с} + u_{к.с.н} - u_{к.в.н}); \\ u_{к.н} = 0,5 (u_{к.в.н} + u_{к.с.н} - u_{к.в.с}). \end{cases}$$

В каталогах трансформаторов значения потерь ΔP_x и ΔP_k отнесены к номинальной мощности и приведены к напряжению первичной обмотки. В последнее время трехобмоточные трансформаторы изготавливаются с отношением номинальных мощностей обмоток 100/100/100 %. При этом активные сопротивления (приведенные) всех обмоток будут равны.

В эксплуатации имеются трехобмоточные трансформаторы, у которых одна или обе вторичные обмотки имеют номинальную мощность в 1,5 раза меньшую, чем мощность первичной обмотки, т. е. $100/1,5 = 66,7$ % номинальной мощности трансформатора. Соотношения между мощностями в

этих случаях составляют 100/100/66,7 %, 100/66,7/66,7 % и 100/ 66,7/100 %.

Намагничивающая мощность ΔQ_x в относительных единицах равна току ХХ в процентах, который приводится в каталожных данных: Поэтому $\Delta Q_x = I_x$.

$$\Delta Q_x = I_x S_{\text{НОМ}}/100. \quad (4.20)$$

При параллельной работе трансформаторов их эквивалентное сопротивление уменьшается, а потери в стали и потери на намагничивание (потери ХХ) увеличиваются. Например, при параллельной работе n одинаковых трансформаторов мощность нагрузки каждого трансформатора составит S/n , а потери во всех трансформаторах будут в n раз больше:

$$\Delta P_{\Sigma T} = n [\Delta P_K (S/n S_{\text{НОМ}})^2 + \Delta P_x],$$

или
$$\Delta P_{\Sigma T} = \Delta P_K (S/S_{\text{НОМ}})^2/n + n\Delta P_x \quad (21)$$

и
$$\Delta Q_{\Sigma T} = u_K (S/S_{\text{НОМ}})^2 S_{\text{НОМ}}/100n + n\Delta Q_x, \quad (22)$$

или

$$\Delta Q_{\Sigma T} = [u_K (S/S_{\text{НОМ}})^2/100n + I_x n/100] S_{\text{НОМ}}. \quad (23)$$

Зависимость потерь активной и реактивной мощности от режима работы трансформатора. По уравнению (4.6) потеря активной мощности в трансформаторе $\Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2) R_T/U_2^2 + U_2^2 g_T = \Delta P + \Delta P_x$.

Если напряжение изменится на величину $\pm \Delta U$, то

$$\Delta P_{\pm \Delta U} = (P_2^2 + Q_2^2) R_T/U_2^2 (1 \pm \Delta U/100)^2 + U_2^2 (1 \pm \Delta U/100)^2 g_T.$$

Изменение потерь активной мощности в трансформаторе получим при вычитании

$$\Delta P_{\pm \Delta U} - \Delta P_T = (P_2^2 + Q_2^2) [1/(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1] R_T/U_2^2 + [(1 \pm \Delta U/100)^2 - 1] U_2^2 g_T.$$

Первая составляющая представляет собой изменение активной составляющей потери мощности в обмотках трансформатора $[(\Delta P_{\pm \Delta U} - \Delta P_T)_{\text{обм}}]$ и вторая – в магнитопроводе трансформатора $[(\Delta P_{\pm \Delta U} - \Delta P_T)_{\text{пров}}]$. Первая

составляющая – нагрузочные потери, а вторая – ХХ.

Изменение активной составляющей потери мощности в трансформаторе можно представить в относительных единицах.

Нагрузочные потери:

$$(\Delta P_{\pm \Delta u_k} - \Delta P) / \Delta P = \delta P_{\pm \Delta u_k} = 1 / (1 \pm \Delta U / 100)^2 - 1. \quad (4.24)$$

Потери ХХ $(\Delta P_{\pm \Delta u_x} - \Delta P_x) / \Delta P_x = \delta P_{\pm \Delta u_x} = (1 \pm \Delta U / 100)^2 - 1. \quad (4.25)$

Аналогичные уравнения получим при рассмотрении потери реактивной мощности:

$$\delta Q_{\pm \Delta u_k} = 1 / (1 \pm \Delta U / 100)^2 - 1; \quad (4.26)$$

$$\delta Q_{\pm \Delta u_x} = (1 \pm \Delta U / 100)^2 - 1. \quad (4.27)$$

При повышении напряжения на ΔU (потери мощности в сопротивлениях трансформаторов снижаются и при неизменной мощности уменьшается ток), а в их магнитопроводах – увеличиваются пропорционально квадрату напряжения. В уравнениях (4.24)...(4.27) перед ΔU знак плюс соответствует увеличению, а минус – уменьшению уровня напряжения по сравнению с номинальным.

В приведенных уравнениях (4.24)...(4.27) не учтены статические характеристики нагрузки и тепловой эффект (изменение сопротивления обмоток от температуры). При учете этих показателей расчет значительно усложняется, однако полученные ранее закономерности сохраняются.

В сетях напряжением до 20 кВ включительно допускают повышение рабочего напряжения на 20 %, 35...220 кВ – на 15, 330 кВ – на 10, 500 кВ и больше – на 5.

4.4. Определение потерь электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе

Для подсчета потерь необходимы следующие исходные данные.

Каталожные или паспортные:

номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$, кВ·А;

потери холостого хода при номинальном напряжении ΔP_x кВт;

потери короткого замыкания при номинальной нагрузке ΔP_k кВт.

Фактические или расчетные: электроэнергия, учтенная за расчетный период по счетчикам: \mathcal{E}_a , кВт·ч; \mathcal{E}_p , кВ·Ар·ч (счетчики установлены на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора); полное число работы трансформатора $T_{п}$, ч, которое принимается в январе, марте, мае, июле, августе, октябре, декабре равным 744 ч, в апреле, июне, сентябре, ноябре – 720 ч, в феврале – 672 ч (для високосного года 696 ч); число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой $T_{раб}$, ч, которое принимается равным для предприятий, работающих в одну смену, – 200, в две смены – 450, в три смены – 700 ч в месяц.

По этим исходным данным определяются:

а) средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi$ (по тригонометрическим таблицам) из соотношения $\operatorname{tg}\varphi_{ср} = \mathcal{E}_p/\mathcal{E}_a$.

Когда отсутствуют счетчики реактивной мощности, вместо $\cos\varphi_{ср}$ принимается фактическая степень компенсации реактивной мощности, используемая для исчисления скидок или надбавок к тарифам электроэнергии за компенсацию реактивной мощности;

б) коэффициент нагрузки трансформатора

$$k_{п} = \frac{\mathcal{E}_a}{S_{ном} T_{п} \cos\varphi_{ср}} ;$$

в) потери электрической энергии в трансформаторе, кВт·ч,

$$\Delta\mathcal{E}_a = \Delta P_x T_{п} + \Delta P_k k_{п}^2 T_{раб}$$

4.5. Определение потерь электроэнергии в трехобмоточном трансформаторе

Для подсчета потерь необходимы следующие исходные данные.

Каталожные или паспортные:

номинальная мощность трансформатора $S_{ном}$, кВ·А;

мощность обмоток высшего, среднего и низшего напряжений $S_{ВН}=S_{ном}$; $S_{СН}$;

$S_{НН}$ (в паспорте или каталоге даны в процентах номинальной мощности), кВ·А;

потери холостого хода при номинальном напряжении ΔP_x , кВт;

потери короткого замыкания обмоток высшего, среднего и низшего напряжений при полной нагрузке обмоток $\Delta P_{ВН}$; $\Delta P_{СН}$; $\Delta P_{НН}$, кВт.

Фактические или расчетные:

электроэнергия, прошедшая через обмотки высшего $\mathcal{E}_{а,ВН}=\mathcal{E}_{а,СН}+\mathcal{E}_{а,НН}$, среднего $\mathcal{E}_{а,СН}$ и низшего $\mathcal{E}_{а,НН}$ напряжений, кВт·ч (принят понизительный трансформатор);

полное число часов работы трансформатора (принимается, как и в случае двухобмоточного трансформатора) $T_{п}$, ч;

число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой (принимается, как и в случае двухобмоточного трансформатора) $T_{раб}$, ч.

По этим исходным данным определяют:

а) средневзвешенный $\cos \varphi_{ср}$ на сторонах высшего, среднего и низшего напряжении: $\cos \varphi_{ср,ВН}$; $\cos \varphi_{ср,СН}$; $\cos \varphi_{ср,НН}$.

Средневзвешенные коэффициенты мощности определяют по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии. При отсутствии счетчиков реактивной энергии, так же как и в случае двухобмоточных трансформаторов, за $\cos \varphi_{ср}$ принимается фактический коэффициент степени компенсации реактивной мощности;

б) коэффициенты нагрузки каждой обмотки трансформатора:

$$k_{BH} = \frac{\mathcal{E}_{a,BH}}{S_{BH} T_{II} \cos \varphi_{cp,BH}}; \quad k_{CH} = \frac{\mathcal{E}_{a,CH}}{S_{CH} T_{II} \cos \varphi_{cp,CH}};$$

$$k_{HH} = \frac{\mathcal{E}_{a,HH}}{S_{HH} T_{II} \cos \varphi_{cp,HH}};$$

в) потери электроэнергии в трансформаторе, кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_a = \Delta P_x T_{II} + (\Delta P_{BH} k_{BH}^2 + \Delta P_{CH} k_{CH}^2 + \Delta P_{HH} k_{HH}^2) T_{раб.}$$

ЛЕКЦИЯ 5

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ПОДСТАНЦИЙ С ДВУХОБМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

5.1 Критерии определения оптимального режима работы подстанции

Особенности оптимизации режима работы подстанций.

Выбор режима работы трансформаторных подстанций определяется двумя условиями: ток нагрузки не должен превышать допустимых значений с учетом длительности его протекания; технологический расход электроэнергии (потери энергии) в трансформаторе должен быть минимальным.

Общий случай определения оптимального режима подстанций с несколькими трансформаторами. Задача оптимизации режима многотрансформаторной подстанции с двухобмоточными трансформаторами заключается в выборе интервалов нагрузки, для которых суммарный технологический расход энергии будет минимальным. Эти интервалы будут определяться точками пересечения зависимостей потерь мощности для двух рассматриваемых вариантов сочетания работающих трансформаторов. При выборе сравниваемых пар вариантов надо подбирать сочетания их в порядке возрастания суммарной мощности.

Рассмотрим это на примере двухтрансформаторной подстанции. На под-

станции установлены два трансформатора мощностью 10 и 16 МВ · А. Найдем зависимость потерь мощности от нагрузки при работе одного трансформатора 10 МВ·А, одного трансформатора 16 МВ · А и двух трансформаторов 10 и 16 МВ·А параллельно. Рис. 5.1 иллюстрирует этот пример. Точки пересечения кривых, отображающих зависимости потерь от нагрузки, соответствуют равенству потерь в двух сравниваемых режимах. Такие нагрузки называются критическими, так как они являются критериями для выбора оптимального режима. На рис. 5.1 эти критические нагрузки обозначены S_1 и S_2 . Если фактическая нагрузка подстанции находится в диапазоне от 0 до S_1 , минимально возможные потери получают при работе одного трансформатора мощностью 10 МВ · А. Если фактическая нагрузка $S_1 < S_{\text{ф}} < S_2$, надо включить один трансформатор мощностью 16 МВ · А, а если нагрузка превышает S_2 , минимум потерь будет соответствовать включению параллельно обоих трансформаторов. Аналогично решается задача при любом числе трансформаторов. Чтобы найти общее решение, допустим, что сравниваются два режима. Суммарную мощность включенных трансформаторов в режиме а обозначим S_a , а в режиме б – S_b . Индексами а и б будем обозначать вариант режима. Постоянные потери будем обозначать с индексом с, переменные – с индексом v. Имея в виду, что постоянные потери не зависят от нагрузки, а переменные изменяются пропорционально квадрату ее, запишем выражения для потерь мощности в двух сравниваемых режимах в функции текущей, фактической нагрузки.

Суммарные потери в режиме а:

$$\Sigma P_{ca} + \Sigma P_{va} S^2 / (\Sigma S_a)^2. \quad (5.1)$$

Суммарные потери в режиме б:

$$\Sigma P_{cb} + \Sigma P_{vb} S^2 / (\Sigma S_b)^2. \quad (5.2)$$

Приравняв выражения (5.1) и (5.2), найдем значение нагрузки, при которой потери в сравниваемых режимах равны. Это и будет критическая нагрузка при сравнении режимов а и б. Обозначим ее $S_{к.а,б}$. Произведя необходимые преобразования, найдем:

$$S_{к.а,б} = \sqrt{(\Sigma P_{сб} - \Sigma P_{са}) / [(\Sigma P_{ва} / \Sigma S_a)^2 - (\Sigma P_{вб} / \Sigma S_б)^2]}. \quad (5.3)$$

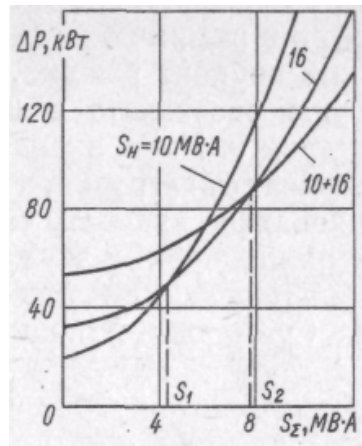


Рис. 5.1 Зависимость потерь мощности в трансформаторах от нагрузки подстанции

Соотношение между критической нагрузкой и суммой номинальных мощностей включенных трансформаторов в сравниваемых режимах в значительной степени зависит от отношения переменных потерь (при номинальной нагрузке) к постоянным. Это же отношение определяет характер зависимости перерасхода потерь мощности при отклонении от оптимального режима. Если принять приближенно, что отношение переменных приведенных (с учетом потерь реактивной мощности) к постоянным приведенным потерям одинаково для всех участвующих в сравнении вариантов трансформаторов то формулу (5.3) можно значительно упростить. Она примет вид $k = P_v / P_c$

Расчет режима работы подстанций с параллельно включенными трансформаторами. Выбор оптимального режима работы подстанции определяется сравнением потерь мощности в двух (или более) режимах. Если в одном из рассматриваемых режимов несколько трансформаторов работают параллельно и несут общую на грузку \dot{S}_Σ , то для определения потерь мощности необходимо знать токи нагрузки, протекающие через каждый из параллельно включенных трансформаторов. Условиями допустимости включения

трансформаторов параллельно являются: а) соответствие первичных и вторичных напряжений напряжению установки; б) равенство коэффициентов трансформации; в) одинаковость схем соединения обмоток трансформаторов; г) равенство напряжений КЗ; д) небольшое различие номинальных мощностей (их отношение не должно превышать трех).

Изложенные ниже общие методы расчета, относящиеся к подстанциям с числом трансформаторов больше двух, рассчитаны в основном на узловые подстанции электрических систем, где встречаются разнообразные сочетания трансформаторов различных мощностей и вторичного напряжения.

Рассмотрим общий случай, когда на подстанции установлено несколько трансформаторов различной мощности, имеющих неодинаковые напряжения КЗ. Расчет режима работы такой подстанции необходим для определения потерь мощности и электроэнергии в каждом из параллельно работающих трансформаторов.

Известно, что при параллельном включении нескольких элементов схемы общий ток будет распределяться между ними пропорционально проводимостям этих элементов, что соответствует распределению обратно пропорционально их сопротивлениям. Так как при параллельном включении трансформаторов их напряжения (и первичное, и вторичное) одинаковы, то распределение общей мощности будет таким же, как и распределение токов. Присвоим индексы $i = 1 \dots n$ рассматриваемым параллельно включенным элементам схемы. Сопротивление трансформатора, выраженное в относительных единицах, отнесенное к его номинальной мощности будет:

$$x_{*ni} = U_{ki}/100 = x_i S_{ni}/U_{ni}^2,$$

где U_{ki} – напряжение короткого замыкания,

x_i – сопротивление обмотки, Ом. %;

Для преобразования схемы и нахождения токораспределения в ее элементах необходимо найти отношение сопротивления трансформаторов к произвольно выбранной базисной мощности S_b . Для упрощения вычислений

целесообразно принять круглую величину S_B . Для дальнейшего $S_B = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.
Приведенные к этой базисной мощности сопротивления будут иметь вид:

$$x_{*B} = x_{*H_i} S_{B_i} / S_{H_i} = U_{k_i} S_B / 100 S_{H_i} = U_{k_i} / S_{H_i}.$$

Проводимости параллельно включенных сопротивлений схемы найдем как величины, обратные их сопротивлениям:

$$b_{B_i} = 1/x_{*B} = S_{H_i} / U_{k_i}. \quad (5.4)$$

Общая проводимость всех ветвей:

$$b_{B\Sigma} = \sum_{i=1}^n b_{B_i} = 100 \Sigma (S_{H_i} / U_{k_i}) / S_B. \quad (5.5)$$

Искомые доли тока, протекающие по параллельно включенным элементам схемы, s_i найдем как отношение проводимости отдельных ветвей к общей проводимости, которая может быть найдена как сумма проводимостей отдельных ветвей:

$$s_i = b_{B_i} / b_{B\Sigma} = (S_{H_i} / U_{k_i}) / \left[\sum_{i=1}^n (S_{H_i} / U_{k_i}) \right]. \quad (5.6)$$

Эти же величины определяют доли общих токов нагрузки, протекающие через отдельные трансформаторы:

$$S_i = s_i S_\Sigma. \quad (5.7)$$

Выражения (5.7) позволяют определить потери мощности в трансформаторах при общей нагрузке подстанции S_Σ . Заметим, что в приведенных выше выражениях значения проводимостей записаны в относительных единицах при базисной мощности $100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Абсолютные значения сопротивлений отдельных трансформаторов можно определить так:

$$x = U_k U_H^2 / 100 S_H. \quad (5.8)$$

Подставляя в эту формулу линейные значения первичного или вторичного напряжения, найдем сопротивления в омах, отнесенные к тому или другому (первичному или вторичному) напряжению.

Из уравнения (5.4) легко получаются выражения для частных случаев. Если трансформаторы одинаковой мощности имеют различные значения напряжения КЗ, то проводимость трансформатора:

$$b_i = 1/U_{ki}. \quad (5.9)$$

если трансформаторы различной мощности имеют одинаковые напряжения КЗ, то проводимость трансформатора:

$$b_i = S_{ni}. \quad (5.10)$$

Формулы были выведены в предположении, что все сопротивления и проводимости выведены в относительных единицах и отнесены к базисной мощности 100 МВ·А, а напряжения КЗ отнесены к номинальной мощности соответствующего трансформатора и выражены в процентах. Так, если параллельно работают два трансформатора мощностью 10 МВ · А, напряжения КЗ которых равны 10,5 и 10 %, то их проводимости по формуле (5.9) равны 0,095 и 0,1. Суммарная проводимость 0,195. Следовательно, первый трансформатор будет нести – $0,095/0,195 = 45,7\%$ нагрузки, а второй – 54,3%. Если два трансформатора с одинаковыми напряжениями КЗ имеют номинальные мощности 10 и 25 МВ · А, то, отнеся эти значения к базисной мощности 10 МВ · А, найдем по формуле (5.10), что их проводимости равны 0,1 и 0,25. Суммарная проводимость – 0,35. Следовательно, первый трансформатор возьмет на себя – $0,1/0,35 \times 100 = 28,6 \%$, а второй – 71,4 % общей нагрузки.

5.2. Распределение отходящих линий между секциями шин вторичного напряжения

Оптимизация режима работы трансформаторных подстанций должна начинаться на стадии проектирования подстанции. Задачей оптимизации является, распределение отходящих линий вторичного напряжения между

секциями шин по критерию минимума суммарного технологического расхода электрической энергии в обмотках трансформаторов и питающих их линиях высшего напряжения. Записав целевую функцию в виде годового технологического расхода электрической энергии, возможно нахождение условия оптимального распределения нагрузки между секциями трансформаторных подстанций.

При составлении уравнений целевой функции учитывают схему включения трансформаторов на стороне высшего напряжения (ВН). Учет включения трансформаторов на стороне ВН важен по следующим соображениям. При параллельном включении распределение нагрузок между трансформаторами будет влиять только на величину технологического расхода энергии в трансформаторах, а величина технологического расхода энергии в линиях, питающих данную подстанцию, будет определяться "естественным" потокораспределением мощности в сети. При раздельном включении, когда линия и трансформатор работают в блоке, распределение нагрузок между трансформаторами будет определять потокораспределение в питающих линиях и влиять на величину технологического расхода энергии в блоке питающая линия – трансформатор

Условие оптимального распределения нагрузок между секциями подстанции с двухобмоточными трансформаторами рассмотрим на примере двухтрансформаторной подстанции с раздельным включением трансформаторов. Суммарный годовой технологический расход энергии, кВт • ч, в двух блоках линия – трансформатор равен:

$$\Delta W = \Delta P_{x1} t_1 + \Delta P_{x2} t_2 + S_{\Sigma \max 1}^2 \tau_{\Sigma 1} (R_1 + r_1) \times 10^{-3} / U^2 + S_{\Sigma \max 2}^2 \tau_{\Sigma 2} (R_2 + r_2) 10^{-3} / U^2, \quad (5.11)$$

$\Delta P_{x1}, \Delta P_{x2}$ – потери х. х. в трансформаторах, кВт; $S_{\Sigma \max 1}, S_{\Sigma \max 2}$ – максимальные мощности суммарных нагрузок трансформаторов, кВ • А; t_1, t_2 – время работы трансформаторов в течение года, ч; $\tau_{\Sigma 1}, \tau_{\Sigma 2}$ – время максимальных потерь в трансформаторах, зависящее от соотношения максимальных мощностей и

времени максимальных нагрузок линий, питающихся от первого и второго трансформаторов, ч; U – номинальное напряжение сети ВН, кВ; R_1, R_2 – активные сопротивления первого и второго трансформаторов, Ом; r_1 и r_2 – эквивалентные активные сопротивления линий, питающих первый и второй трансформаторы, Ом.

Максимальная и средняя квадратичная мощности связаны соотношением:

$$S = S_{\max} \sqrt{\tau} / \sqrt{8760}. \quad (5.12)$$

Соотношение (5.11) с учетом выражения (5.12) можно представить:

$$\Delta W = \Delta P_{x1} t_1 + \Delta P_{x2} t_2 + S_1^2 (R_1 + r_1) \times 8760 \cdot 10^{-3} / U^2 + S_2^2 (R_2 + r_2) 8760 \cdot 10^{-3} / U^2. \quad (5.13)$$

Продифференцировав выражение (5.13) по $S_1 (S_1 + S_2 = S_2)$, получим условие минимума годового технологического расхода энергии

$$S_1 / S_2 = (R_2 + r_2) / (R_1 + r_1). \quad (5.14)$$

Предположим, к подстанции присоединено n линий вторичного напряжения, из которых n питается от первого трансформатора, а m – от второго ($n + m = h$). Для каждой линии известны значения максимальной нагрузки и времени максимальных потерь. Средняя квадратичная нагрузка трансформаторов:

$$\text{первого } S_1 = \left(\sum_{i=1}^n S_{\max i} \sqrt{\tau_i} \right) / \sqrt{8760}, \quad (5.15)$$

$$\text{второго } S_2 = \left(\sum_{j=1}^m S_{\max j} \sqrt{\tau_j} \right) / \sqrt{8760}. \quad (5.16)$$

Подставив выражения (5.15), (5.16) в соотношение (5.14), получим условие минимума технологического расхода энергии:

$$\frac{\sum_{i=1}^n S_{\max i} \sqrt{\tau_i}}{\sum_{j=1}^m S_{\max j} \sqrt{\tau_j}} = \frac{R_2 + r_2}{R_1 + r_1}.$$

Так как значение величины $\frac{\left(\sum_{i=1}^n S_{\max i} \sqrt{\tau_i} \right)}{\left(\sum_{j=1}^m S_{\max j} \sqrt{\tau_j} \right)}$ для различных вариантов распределения линии изменяется дискретно, то условием

оптимального распределения линий будет являться минимум отклонения этой величины от значения при оптимальном распределении.

5.3 Оптимизация режима работы подстанции

Оптимальный режим подстанций с трансформаторами одинаковой мощности. Подстанции с двумя трансформаторами одинаковой мощности представляют собой наиболее распространенный вариант многотрансформаторных подстанций. Если работает n трансформаторов, то переходить на $(n+1)$ -ый включенный трансформатор необходимо в том случае, если фактическая нагрузка превысит "критическое" значение $S_k = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n+1) \cdot P_c / P_v}$. Для двухтрансформаторной подстанции можно получить два вида одной и той же формулы. Если работает один трансформатор, то принимая, что $n=1$, второй следует включать при превышении нагрузки. Если работают два трансформатора, то принимая $n=2$, найдем, что второй трансформатор надо нагрузить ниже $S_k = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot P_c / P_v}$. Нетрудно заметить, что получаем в обоих случаях одно и то же значение критической нагрузки.

Отношение критической нагрузки к номинальной $a = S_k / S_n$ для трансформаторной подстанции с трансформаторами одинаковой мощности в значительной степени зависит от экономического эквивалента реактивной мощности. Отсюда вытекает, что на величину отношения a должно оказывать значительное влияние соотношение между потерями реактивной и активной мощности при номинальной нагрузке, а также соотношение между переменными и постоянными потерями в трансформаторе. Так, для трансформаторов с первичным напряжением 110 кВ, напряжение КЗ составляет 10,5, а для трансформаторов с первичным напряжением 0,38 кВ – 4,5...5,5 %. Токи х.х. составляют в первом случае 0,7...0,9, а во втором – 3,2–2,0 %. Следовательно, для трансформаторов РТП отношение v будет 12... 15, а

для потребительских трансформаторов всего 1,5...3.

Оптимальный режим подстанций с трансформаторами различной мощности. Статистические данные показывают, что в системах электроснабжения около трети двухтрансформаторных подстанций с первичным напряжением 110 и 35 кВ имеют трансформаторы различной мощности. В основном эти трансформаторы соседних по шкале стандарта мощностей. Так как для силовых трансформаторов шкала стандарта построена с коэффициентом 1,6, то с некоторым приближением можно принять, что номинальная мощность трансформатора большей мощности составляет 160 % номинальной мощности трансформатора меньшей мощности, т. е. $S_{н.б} = 1,65 S_{н.м}$. Это соотношение будет использовано ниже. При двух трансформаторах различной мощности необходимо определить значения критической нагрузки: первое $S_{к1}$ будет определять условие перехода с трансформатора меньшей мощности на трансформатор большей мощности, а второе $S_{к2}$ – условие перехода с трансформатора большей мощности на два параллельно включенных трансформатора (при возрастании нагрузки). Используя общий вид выражения для критической нагрузки, легко получить выражения для указанных двух значений критической нагрузки:

$$S_{к1} = S_{н.м} \sqrt{(P_{сб} - P_{см}) / (P_{ум} - P_{об}) / \kappa^2},$$

$$S_{к2} = S_{н.б} \sqrt{P_{см} / [P_{об} - (P_{об} - P_{ум}) \kappa^2 / (1 + \kappa)^2]}.$$

Здесь $\kappa = S_{н.б} / S_{н.м}$, которое приближенно можно принимать равным 1,6.

Так же как для трансформаторов одинаковой мощности, при определении критической нагрузки необходимо учитывать потери реактивной мощности, приводя их к потерям активной мощности с помощью экономического эквивалента реактивной нагрузки γ , кВт/квар. Для некоторых сочетаний мощностей трансформаторов величина критической нагрузки $S_{к}$ намного больше (или меньше), чем для других сочетаний мощностей (например, для трансформаторов 160– 250 кВ · А – 10/0,4 кВ, 40 000– 60 000 кВ · А – 110/10 кВ, 25 000– 40 000 кВ · А – 35/10 кВ). Это объясняется тем, что величины

потерь х. х. и КЗ трансформаторов этих сочетаний отличаются друг от друга больше (или меньше), нежели трансформаторов других сочетаний.

Имея в виду пологий характер зависимости потерь мощности в трансформаторах от нагрузки в окрестностях оптимального режима работы подстанции, можно рекомендовать для рассматриваемого вида подстанций переходить с трансформатора меньшей на трансформатор большей мощности при достижении нагрузкой 42 % мощности работающего трансформатора (при возрастании нагрузки). При снижении нагрузки эта величина будет соответствовать 37 %. Если работает трансформатор большей мощности, то при возрастании нагрузки включать второй трансформатор следует при достижении нагрузкой величины, равной 56 %. При снижении нагрузки эта величина, будет соответствовать 39% суммарной мощности двух работающих трансформаторов.

ЛЕКЦИЯ 6

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ПОДСТАНЦИЙ С ТРЕХОБМОТОЧНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

6.1 Статистические показатели работы подстанций

На подстанциях широкое применение получили трехобмоточные трансформаторы, которые используются для связи различных электрических систем с неодинаковыми классами напряжений, получения нескольких напряжений, осуществления передачи электроэнергии на разные расстояния. Структурная схема, поясняющая работу подстанции с трехобмоточными трансформаторами, показана на рис. 6.1.

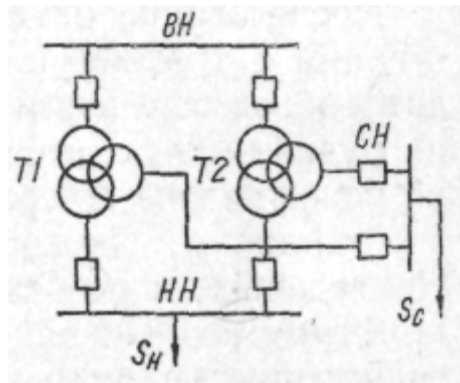


Рис. 6.1 Структурная схема подстанции с трехобмоточными трансформаторами

На понизительных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ доля количества трехобмоточных трансформаторов составляет приблизительно 56,3 %, а доля их мощности – 56 %. На понизительных подстанциях с высшим напряжением 220 и 330 кВ доля количества и мощности трехобмоточных трансформаторов выше.

На подстанциях напряжением 110 – 330 кВ, как правило, устанавливают два трансформатора. Количество подстанций напряжением 110 кВ с числом трансформаторов более двух незначительно, подстанций 220 кВ – примерно 7–8 %, подстанций 330 кВ – достаточно велико (около 20 %), что является следствием ограниченной единичной мощности трансформаторов этого класса напряжения. Средневзвешенная загрузка трансформаторов напряжением 220 и 330 кВ составляет примерно 55 %.

Исследование оптимальных режимов работы подстанций с трехобмоточными трансформаторами сводится к задаче с двумя независимыми переменными – нагрузками двух вторичных обмоток.

Выбор оптимального режима работы подстанции с трехобмоточными трансформаторами должен производиться сравнением фактического сочетания двух вторичных нагрузок с их критическим сочетанием (для понизительных подстанций – нагрузок обмоток среднего S_c и низшего S_n напряжения, для повысительных подстанций – нагрузок обмоток высшего S_b и среднего напря-

жения) S_c .

6.2 Распределение отходящих линий

Для определения оптимального распределения отходящих линий между шинами СН, НН необходимо принять во внимание принципиальную схему электрических соединений подстанции. Основные варианты схем двухтрансформаторных подстанций показаны на рис. 6.2. Варианты а и в соответствуют схеме линия – трансформатор, варианты б, г – параллельному включению трансформаторов на стороне ВН. Питание нагрузки СН в вариантах а, б – параллельно, в, г – раздельно. Питание нагрузки НН всегда производится раздельно. Для схем в, г задачей оптимизации является также распределение нагрузки на стороне СН. Годовой технологический расход энергии, кВт·ч, в двух блоках линия – трехобмоточный трансформатор (рис. 6.2, а) можно определить, как и в случае с двухобмоточными трансформаторами, через средние квадратичные мощности.

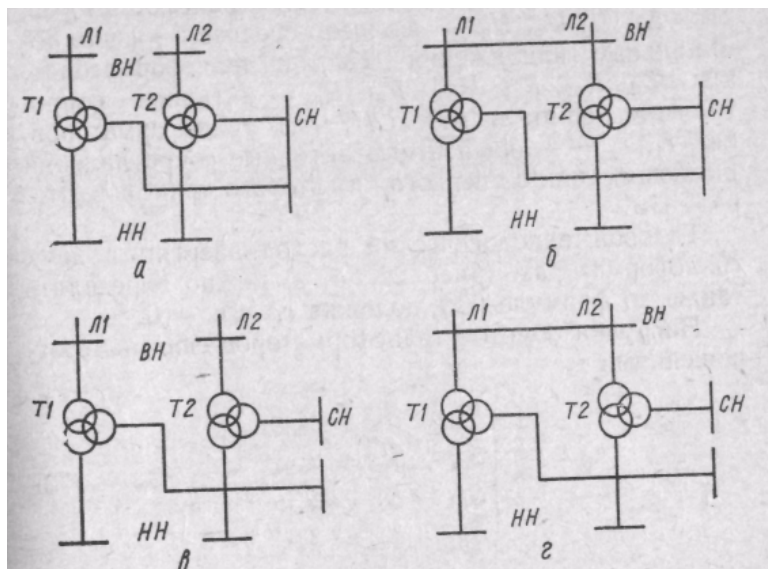


Рис. 6.2 Схемы электрических соединений двухтрансформаторных подстанций с трехобмоточными трансформаторами

6.2 Оптимизация работы подстанции с трансформаторами одинаковой и различной мощности

Понижающие подстанции с трансформаторами одинаковой мощности. В числе подстанций с трехобмоточными трансформаторами, работающих в системах электроснабжения, преобладают подстанции с трехобмоточными трансформаторами одинаковой мощности.

Рассмотрим понизительную подстанцию с двумя трехобмоточными трансформаторами одинаковой мощности. Сравниваем суммарные потери мощности в трансформаторах, соответствующие режиму а (работает один трансформатор) и режиму б (работают два трансформатора)

$$\begin{aligned}
 P_c + P_{\text{вв}} (S_c + S_n)^2 / S_{\text{в.н}}^2 + P_{\text{сч}} S_c^2 / S_{\text{с.н}}^2 + P_{\text{нн}} S_n^2 / S_{\text{н.н}}^2 = \\
 = 2P_c + 0,5P_{\text{вв}} (S_c + S_n)^2 / S_{\text{в.н}}^2 + 0,5P_{\text{сч}} S_c^2 / S_{\text{с.н}}^2 + \\
 + 0,5P_{\text{нн}} S_n^2 / S_{\text{н.н}}^2.
 \end{aligned}
 \tag{6.1}$$

Преобразовав уравнение (6.1), получим

$$\begin{aligned}
 S_c^2 (R_{\text{в}} + R_{\text{с}}) + S_c S_n 2R_{\text{в}} + S_n^2 (R_{\text{в}} + R_{\text{н}}) - P_c = 0, \\
 \text{где } R_{\text{в}} = 0,5P_{\text{вв}} / S_{\text{в.н}}^2; \quad R_{\text{с}} = 0,5P_{\text{сч}} / S_{\text{с.н}}^2;
 \end{aligned}
 \tag{6.2}$$

$R_{\text{н}} = 0,5 \cdot P_{\text{нн}} / S_{\text{н.н}}^2$, $P_{\text{вв}}$, $P_{\text{сч}}$, $P_{\text{нн}}$ – приведенные потери КЗ обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжения соответственно, кВт; P_c – приведенные потери XX трансформатора, кВт; $S_{\text{вн}}$, $S_{\text{сн}}$, $S_{\text{нн}}$ – номинальные мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора соответственно, кВ • А.

Для практических целей выбора экономичного режима работы подстанции удобно находить зоны экономичной работы в координатах двух вторичных нагрузок.

Для подстанций с трехобмоточными трансформаторами одинаковой мощности границы этих зон будут определяться линиями критического соче-

тания вторичных нагрузок, при которых суммарные приведенные потери мощности в трансформаторах одинаковы для двух сравниваемых режимов, т. е. при работе одного и двух трансформаторов или двух и трех трансформаторов. На рис. 6.3 показана диаграмма выбора экономичного режима работы понизительной подстанции 110/35/10 кВ с тремя трехобмоточными трансформаторами мощностью 10 МВ · А каждый. Кривые критического сочетания вторичных нагрузок (сплошные линии) разделяют зоны экономичной работы одного (I), двух (II) и трех (III) трансформаторов. На осях откладываются суммарные вторичные нагрузки подстанции в абсолютных единицах.

Понижающие подстанции с трансформаторами различной мощности.

В результате роста электрических нагрузок установленная мощность трансформаторных подстанций увеличивают установкой дополнительных трансформаторов и чаще другой мощности нежели работающие трансформаторы.

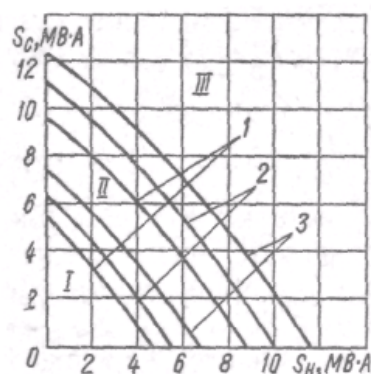


Рис. 6.3 Диаграмма выбора экономичного режима работы понизительной подстанции 110/35/10 кВ с тремя трансформаторами по 10 МВ · А:

1 – $\gamma = 0,20$ кВт/квар; 2 – $\gamma = 0,08$ кВт/квар; 3 – $\gamma = 0,20$ кВт/квар; I – зона экономичного режима работы одного трансформатора; II – двух трансформаторов; III – трех трансформаторов.

Для таких подстанций, где установлены два трехобмоточных трансформатора неодинаковой мощности при выборе экономичного режима

работы оказывается необходимым находить два критических сочетания вторичных нагрузок: $S_{к.м-б}$, определяющее целесообразность включения трансформатора большей мощности вместо трансформатора меньшей мощности (при устойчивом возрастании нагрузки), и $S_{к.б-з}$, определяющее целесообразность включения трансформатора меньшей мощности параллельно с уже работающим трансформатором большей мощности. Следовательно, необходимо иметь две зависимости для построения на диаграмме двух кривых критического сочетания вторичных нагрузок, разделяющих зоны экономичных режимов работы трансформатора меньшей мощности (М), большей мощности (Б) и параллельной работы двух трансформаторов (Σ) (рис. 24). В общем виде сравниваем суммарные приведенные потери мощности в трансформаторах в двух режимах а и б, предполагая, что в данном случае этими индексами определяется число и мощность трансформаторов, включенных под нагрузку:

$$P_{с.а} + P_{ув.а}(S_c + S_H)^2/S_{в.а}^2 + P_{вс.а}S_c^2/S_{с.а}^2 + P_{вн.а}S_H^2/S_{н.а}^2 = P_{с.б} + P_{ув.б}(S_c + S_H)^2/S_{в.б}^2 + P_{вс.б}S_c^2/S_{с.б}^2 + P_{вн.б}S_H^2/S_{н.б}^2.$$

После ряда преобразований получим уравнение, аналогичное уравнению (6.2):

$$S_c^2(R_B + R_C) + S_c S_H 2R_B + S_H^2(R_B + R_H) - X = 0. \quad (6.3)$$

Решив уравнение (6.3) относительно переменной S_c (суммарной нагрузки шин среднего напряжения), получим уравнение:

$$S_{к.с.а,б} = \left[\sqrt{(R_B S_H)^2 - (R_B + R_C)[S_H^2(R_B + R_H) - X]} - R_B S_H \right] / (R_B + R_C), \quad (6.4)$$

где

$$R_B = P_{ув.а}/S_{в.а}^2 - P_{ув.б}/S_{в.б}^2; \quad R_C = P_{вс.а}/S_{с.а}^2 - P_{вс.б}/S_{с.б}^2; \quad R_H = P_{вн.а}/S_{н.а}^2 - P_{вн.б}/S_{н.б}^2, \\ X = P_{с.б} - P_{с.а}, \quad (6.5)$$

$P_{убв.б}$, $P_{вса.б}$, $P_{вна.б}$ – суммарные приведенные потери КЗ обмоток высшего,

среднего и низшего напряжения трансформатора в режиме а или б соответственно, кВт; $P_{ca,б}$ – суммарные приведенные потери XX трансформатора в режиме а или б соответственно, кВт; $S_{ва,б}, S_{ca,б}, S_{на,б}$ – суммарные номинальные мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжения трансформаторов в режиме а или б соответственно.

На рис. 6.4, а показана диаграмма выбора экономичного режима работы понизительной подстанции напряжением 110/35/10 кВ с трансформаторами мощностью 10 и 16 МВ · А. Построенные по уравнению (6.4), кривые критического сочетания вторичных нагрузок (линии М,Б и Б,М + Б) разделяют зоны экономичной работы подстанции. При построении кривых М,Б сравниваем суммарные потери в режимах а – работа трансформатора меньшей мощности и б – работа трансформатора большей мощности и в уравнения (6.5) параметры с индексами а и б подставляем соответственно этим режимам. При построении кривых Б, М+ Б сравниваем суммарные приведенные потери при работе трансформатора большей мощности и параллельной работе двух трансформаторов, а в уравнениях (87) этим режимам соответствуют параметры с индексами а и б соответственно.

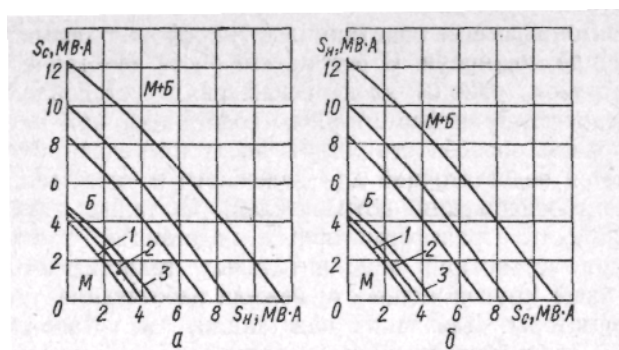


Рис. 6.4. Диаграмма выбора экономичного режима работы понизительной подстанции 110/35/10 кВ с трансформаторами 10 и 16 МВ · А:

1 – $\gamma = 0,20$ кВт/квар; 2 – $\gamma = 0,08$ кВт/квар; 3 – $\gamma = 0,02$ кВт/квар; а – $u_{кв} = 10,75$ %, $u_{кс} = 0$, $u_{кн} = 6,25$ %; б – $u_{кв} = 10,75$ %, $u_{кс} = 6,25$ %, $u_{кн} = 0$.

При выводе указанных выше зависимостей предполагалось, что выполняются все условия параллельной работы трансформаторов, которые в отношении трехобмоточных трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

1. Номинальные напряжения обмоток ВН, СН и НН должны быть соответственно равны.

2. Напряжения КЗ каждой пары обмоток (ВН – НН; ВН – СН; СН – НН) параллельно работающих трансформаторов должны быть соответственно равны.

3. Группы соединения соответствующих обмоток должны быть тождественны.

Отношения номинальных мощностей соответствующих обмоток ВН, СН, НН параллельно работающих трансформаторов не должны быть более 3. При соблюдении условий параллельной работы трансформаторов, нагрузки распределяются пропорционально номинальной мощности обмоток, в противном случае появляются уравнивающие токи, которые вызывают дополнительную перегрузку трансформаторов и дополнительные потери мощности в них.

6.3 Перерасход мощности при несоблюдении оптимального режима работы

Несоблюдение экономичного режима работы подстанций с трехобмоточными трансформаторами, причинами которого являются отсутствие эффективной и доступной для эксплуатационного персонала подстанций методики выбора экономичного режима работы таких подстанций и несложной недорогой автоматики, которая могла бы взять на себя функции соблюдения экономичного режима работы подстанций с трехобмоточными трансформаторами, а также несоблюдение эксплуатационным персоналом

требований экономичного режима таких подстанций и ряд других причин влечет за собой увеличение потерь (технологического расхода) мощности и электроэнергии при передаче ее от источников электроснабжения к потребителям.

Для увеличения практической ценности и удобства применения диаграмм выбора экономичного режима работы подстанций на диаграммах целесообразно строить изолинии перерасхода мощности, показывающие величину перерасхода мощности в трансформаторах при фактическом сочетании вторичных нагрузок, если оно не находится в зоне экономичного режима работы рассматриваемой подстанции. Величина перерасхода потерь мощности δP (отн. ед.) вследствие отклонения от оптимального режима работы подстанции с трехобмоточными трансформаторами одинаковой мощности определяется выражением

$$\delta P = \frac{\Delta P - \Delta P_0}{\Delta P_0} = \frac{n P_c + 1/n (k_{з.в} P_{ув} + k_{з.с} P_{ус} + k_{з.н} P_{ун})}{n_0 P_c + 1/n_0 (k_{з.в} P_{ув} + k_{з.с} P_{ус} + k_{з.н} P_{ун})}, \quad (6.6)$$

где $\Delta P_0, \Delta P$ – потери мощности в трехобмоточных трансформаторах в оптимальном и неоптимальном режимах соответственно, кВт; n – количество работающих трансформаторов (неоптимальный режим); n_0 – количество трансформаторов, работа которых экономически целесообразна (оптимальный режим);

$k_{з.в}, k_{з.с}, k_{з.н}$ – коэффициенты загрузки обмоток высшего, среднего и низшего напряжений соответственно.

Для подстанций с трехобмоточными трансформаторами различной мощности выражение (6.6) имеет вид:

$$\delta P = \frac{P_c + k_{з.в} P_{ув} + k_{з.с} P_{ус} + k_{з.н} P_{ун}}{P'_c + k_{з.в} P'_{ув} + k_{з.с} P'_{ус} + k'_{з.н} P'_{ун}} - 1. \quad (6.7)$$

В выражении перерасхода потерь мощности в трансформаторах

различной мощности (6.6) все параметры со штрихом относятся к оптимальному режиму работы подстанции и определяются количеством и мощностью трансформаторов, включенных в экономически целесообразном режиме.

6.4 Влияние компенсации реактивной мощности

Трехобмоточные трансформаторы, связывающие сети трех классов напряжений (чаще распределительные сети 10 и 35 кВ с питающими сетями 110 кВ) устанавливаются на РТП, которые являются центрами питания потребителей. В практике, на шинах вторичного напряжения (обычно на стороне 10 кВ) устанавливают БСК для компенсации реактивной мощности подстанции. Остановимся на некоторых особенностях, связанных с установкой БСК на шинах низшего напряжения подстанции с трехобмоточными трансформаторами на примере подстанции напряжением 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 20 МВ • А каждый.

В результате компенсации реактивной нагрузки подстанции, потери активной мощности в трансформаторе снижаются на некоторую величину δP :

$$\delta P = 100 \cdot (\Delta P - \Delta P_k) / \Delta P_k$$

где ΔP и ΔP_k – потери мощности в трансформаторе до и после установки батареи статических конденсаторов соответственно, кВт,

$$\Delta P_k = P_e + P_{ув}/S_{н.в}^2 [(P_{с.н} + P_{н.н})^2 + (Q_{с.н} + Q_{н.н} - Q_k)^2] + P_{вс}/S_{н.с}^2 (P_{с.н}^2 + Q_{с.н}^2) + P_{вн}/S_{н.н}^2 [P_{н.н}^2 + (Q_{н.н} - Q_k)^2], \quad (6.8)$$

где $P_{с.н}$, $P_{н.н}$ – активная нагрузка обмотки среднего и низшего напряжения соответственно, кВт;

$Q_{с.н}$, $Q_{н.н}$ – реактивная нагрузка этих же обмоток, квар;

Q_k – мощность, отдаваемая батареей конденсаторов в сеть, квар.

Значение потерь мощности в трансформаторе до компенсации ΔP

определяется по выражению (6.8) при значении $Q_k = 0$.

Как видно из выражения (6.8), при величине вырабатываемой конденсаторами мощности уменьшается протекающая по обмотке НН реактивная мощность на величину $Q_{н.н} - Q_k$ и по обмотке ВН – на величину $Q_k - Q_{н.н}$. В случае, когда $Q_{н.н} < Q_k < (Q_c + Q_{н.н})$, реактивная мощность, проходящая по обмотке НН, увеличивается на величину $Q_k - Q_{н.н}$, которая потребляется реактивной нагрузкой обмотки СН. Если мощность, вырабатываемая конденсаторами превысит суммарную реактивную нагрузку подстанции, т.е. $Q_k > Q_{с.н} + Q_{н.н}$ то величина реактивной мощности $Q_{н.н} + Q_{с.н} - Q_k$ будет отдаваться в питающую сеть (перекомпенсация реактивной нагрузки), что крайне нежелательно, т. е. приводит к увеличению потерь мощности в обмотках ВН и НН, а, следовательно, к увеличению суммарных потерь мощности в трансформаторе.

Вследствие работы батареи статических конденсаторов, установленной на шинах НН, изменяется коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi_n$ и коэффициент загрузки обмоток НН, а, следовательно, всего трансформатора.

Регулируя долю выработки реактивной мощности батареей конденсаторов, изменяем потерю мощности в питающей сети и трансформаторе и потерю напряжения на рассматриваемом участке, которая была бы вызвана протеканием доли реактивной мощности.

Для определения оптимальной емкости конденсаторов используются номограммы, которые показывают изменения напряжения и потерь мощности в трехобмоточных трансформаторах с батареями конденсаторов на стороне НН. Коэффициенты загрузки обмоток определяются из наиболее характерных для конкретной подстанции суточных графиков нагрузки.

Потери напряжения между обмотками ВН – СН и ВН – НН трехобмоточного трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 20 МВ·А составляют 5– 6,5 % и 6– 8 % соответственно от первичного напряжения. В результате компенсации реактивной нагрузки потери напряжения уменьшаются, а вторичные напряжения повышаются (могут превысить

свои номинальные значения). Одновременно снижаются потери мощности в трансформаторе – величина снижения потерь мощности зависит и от степени загрузки трансформатора, и от коэффициентов мощности нагрузки.

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. О.М. Закладний, А.В. Праховник, О.Ш. Соловей. Энергозбереження засобами промислового електропривода: Навчальний посібник. – К: Кондор, 2005. – 408 с.
2. Клевов А.В. Средства оптимизации потребления электроэнергии. – М: СОЛОН–П, 2005. – 240 с.: ил.
3. Копытов Ю.В., Чуланов Б.А. Экономия электроэнергии в промышленности: Справочник. – 2-е изд. – М: Энероатомиздат, 1982. – 112 с.ил.
4. Снижение технологического расхода электроэнергии в трансформаторных подстанциях/ В.М. Синьков, И.П. Притака, А.А. Омельчук и ДР. – К: Техніка, 1987. – 127 с., ил.
5. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях/ Ю.В. Щербина, Н.Д. Бойко, А.Н. Бутейко. – К: Техніка, 1981. 104 с.
6. Потери мощности и энергии в электрических сетях./ Під ред. Г.Е. Поспелова. – М: Энергоиздат, 1981. – 210 с., ил.
7. Гольстрем В.А., Кузнецов Ю.Л. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов. – К: Техніка, 1985. – 383 с., ил.