



УНИВЕРЗИТЕТ "СВ. КИРИЛ И МЕТОДИЈ"
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ – СКОПЈЕ
Настава на постдипломски студии на проектот:

ЕКОНОМСКИ ИСПЛАТЛИВИ И ЕКОЛОШКИ ЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМИ
(COST EFFECTIVE&ENVIRONMENTALLY FRIENDLY ENERGY SYSTEMS)

НАСТАВА ПО ПРЕДМЕТОТ:

" КВАЛИТЕТ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА" (P O W E R Q U A L I T Y)

Материјал изработен од:
проф. д-р Јовица Милановиќ, УМИСТ-Манчестер
и предавачите на CARDS-универзитетите:
доц. д-р Амир Токиќ, ЕТФ – Тузла,
проф. д-р Владимир Катиќ, ТФ- Нови Сад
проф д-р Ристо Ачковски, ЕТФ – Скопје

Манчестер, Тузла, Нови Сад, Скопје, 2005/2006 г.

III ДЕЛ. РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИ

Припремил проф. д-р Ристо Ачковски

С о д р ж и н а:

1.	РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ И РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ ВО ЕЕС [1]	5
1.1.	Општо за регулацијата на напоните	
1.2.	Врска помеѓу напонит и тековите на реактивните моќности	
1.3.	Регулација на напонот со измена на напоните кај изворите	
1.4.	Регулација на напонот со измена на преносните односи кај енергетските трансформатори	
1.5.	Регулација на напоните со прераспределба на реактивните моќности во ЕЕС	
2.	РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ ВО ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ [2]	53
2.1.	Статички напонски карактеристики на товарот	
2.2.	Штети кај потрошувачите заради отстапувањето на напонот	
2.3.	Трансформатори со регулација во безнапонска состојба	
2.4.	Трансформатори со регулација опод товар (регулациони тр-ри)	
	- заменска шема на трансформаторот	
	- регулација на напонот во дистрибутивните мрежи	
	- ефикасност на регулацијата на напонот	
3.	ДОЛГОТРАЈНИ ВАРИЈАЦИИ НА НАПОНОТ (LONG-DURATION VOLTAGE VARIATIONS) [3], [4]	69
3.1.	Принципи на регулацијата на напонот	
3.2.	Средства за регулација на напонот	
	- напонски регулатори	
	- ферорезонантни трансформатори	
	- трансформатори со електронски променлив преносен однос	
	- магнетски синтисајзери	
	- on line UPS системи (UPS = uninterruptible power supply)	
	- систем мотор-генератор	
	- статички компензатори на реактивна моќност (SVR)	
3.3.	Примена на напонски регулатори	
	- компензација на падот на напон во водовите	
	- сервиски регулатори	
3.4.	Регулација на напонто со помош на кондензатори	
	- паралелна компензација	

- редна (сериска) компензација

3.5. Компензација на реактивната моќност кај крајните корисници

- локација на кондензаторските батерии за поправка на $\cos\varphi$
- покачување на напонот
- редукција (намалување) на загубите на моќност
- редукција на струјата во водовите
- вистински фактор на моќност (true power factor TPF)
- избор на големината на капацитетот на батеријата

3.6. Регулација на напоните со дистрибуирани извори (DG)

3.7. Литература

4. НАПОНСКИ ЈАМИ (ПРОПАДИ) И ПРЕКИНИ (VOLTAGE SAGS AND INTERRUPTIONS) [3], [4] 91

4.1. Извори на пропадите и прекините

4.2. Ранлива област

4.3. Основни принципи на заштитата

4.4. Крајни потрошувачи и проблематика во врска со нив

- ферорезонантни трансформатори
- магнетски синтисајзери
- директно влучени уреди за преспрекиното напојување (on-line UPS)
- хибридни UPS
- група мотор-генератор
- суперспроводни средства за складирање на магнетската енергија
- спецификација на опремата приклучена кај крајните корисници

4.5. Напонски пропади при стартување на моторите

- начини за впуштање на големите мотори
- проценка на големината на напонскиот пропад при директно впуштање

4.6. Проблематика на отстранување на грешките во мрежата

- принципи на прекуструјната заштита
- примена на релеи
- примена на осигурувачи
- повеќекратно вклучување (reclosing)
- штедење на осигурувачите
- доверливост
- влијание на елиминацијата на штедењето осигурувачи
- подолжно секционирање
- зголемување на бројот на реклозери
- моментално повторно вклучување
- еднофазно автоматско повторно вклучување
- осигурувачи за ограничување на куса врска
- подесување (нагодување) на релејната заштита

- занемарување на струјата на третиот хармоник
- превенција од грешки во мрежата
- одржување на надземните водови
- примена на подземни кабли
- одводници на пренапони
- локација на грешката (кусата врска)
- покажувачи (индикатори) на грешката
- лоцирање на местото на грешка кај каблите без индикатори на гр.

4.7. Литература

References:

- [1] Р. Ачковски, "Високонапонски мрежи и системи", ЕТФ-Скопје, 1995. (учебник).
- [2] Н. Рајаковиќ, Д. Тасиќ, Г. Савановиќ, "Дистрибутивне индустријске мреже" ЕТФ-Београд. 2004. (учебник).
- [3] R. Dugan, M. F. McGranaghan, H. W. Beaty, "Electical Power Systems Quality". McGraw Hill, N.York, 1996 (first edition).
- [4] R. Dugan, M. F. McGranaghan, H. W. Beaty, "Electical Power Systems Quality". McGraw Hill, N.York, 2002 (second edition).

3. РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИ И РЕАКТИВНИ МОЌНОСТИ ВО ЕЕС

3.1. ОПШТО ЗА РЕГУЛАЦИЈАТА НА НАПОНИ ВО ЕЕС

Работата на потрошувачите се влошува кога тие работат со напон кој се разликува од номиналниот. Во случајот кога напонот е поголем од номиналниот, кај трансформаторите доаѓа до зголемени загуби на активна и реактивна моќност во магнетското коло и до зголемено загревање поради тоа. Слично, кај надземните водови, поради појавата на засилена корона, доаѓа до зголемување на загубите на активна моќност, додека кај каблите, заради зголемените диелектрични загуби, може да дојде до прекумерно загревање на изолацијата и до појава на топлински пробој или нејзино предвремено стареење. Работата со превисок напон е особено неповолна за светилките со вжарено влакно, бидејќи тоа знатно им го скратува нивниот век на траење.

$$U > U_n$$

- забрзано стареење на сите елементи од мрежата;
- зголемени загуби ΔP и ΔQ во трансформаторите;
- засилена корона и зголемени загуби ΔP кај надземните водови;
- зголемени диелектрични загуби ΔP и загревање кај каблите, предвремено стареење, можност за топлински пробив.

Работата со напон понизок од номиналниот исто така неповолно се одразува на техничките и економските показатели на потрошувачите. Кај светилките со вжарено влакно, поради намалениот напон доаѓа до осетно намалување на светлосниот флукс што повлекува со себе и други непожелни последици. Кај асинхроните мотори се влошуваат условите на впуштање, а освен тоа, во нормалниот режим на работа се зголемува лизгањето, што повлекува зголемена струја и поинтензивно загревање на намотките на моторот, влошување на коефициентот на корисно дејство и побрзо стареење на моторите. Исто така, работата со напон под номиналниот повлекува зголемени загуби на моќност и енергија во електричните мрежи итн.

$$U < U_n$$

- зголемување на загубите на активна моќност и енергија во електричните мрежи;
- влошување на техничките и економските показатели и перформанси на потрошувачите;
- намалување на светлинскиот флукс кај сијалиците со вжарено влакно и други непожелни појави;
- зголемено лизгање и зголемени загуби кај асинхроните мотори.

На работата на потрошувачите неповолно влијаат не само отстапувањата на напонот од неговата номинална вредност туку и колебањата на напонот.

Главна причина за отстапувањето на напонот кај потрошувачите од неговата номиналната вредност е промената на оптоварувањето на системот, односно променливиот режим на работа на потрошувачите.

Во големите електроенергетски системи (ЕЕС), односот меѓу максималната и минималната сумарна моќност на оптоварувањето во текот на денот се движи најчесто во интервалот од 1,5:1 до 2:1. Во дистрибутивните мрежи, пак, во кои голем дел од енергијата се користи за електрично осветление, истиот тој однос може да биде и поголем од 6:1.

На разните режими на работа на потрошувачите им одговараат различни вредности на моќностите што течат низ елементите од мрежата. Соодветно на тоа, загубите на напон како и вредностите на напоните во поедините јазли од мрежата во различни режими ќе бидат различни.

Друга причина за отстапувањата и колебањата на напонот во ЕЕС се измените на режимот на работа на самите извори на електрична енергија.

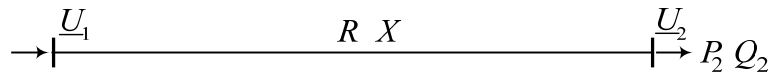
Моќностите што електричните центри ги генерираат во системот се менуваат како во текот на денот така и во текот на годината. На пример, кај хидроелектричните центри (ХЕЦ) без регулација на протокот на вода, во периодот на големите води во реките работат сите агрегати, додека во периодот на малите води (тоа е обично летниот период) дел од агрегатите се исклучува од работа. Исто така, сите агрегати без исклучок во извесен период од годината, поради таканаречените *плански ремотии*, се наоѓаат надвор од погонот. Исклучувањето на машините од погонот (било да е тоа плански или поради хаварија) ја намалува моќноста што може да ја произведува електричната централа.

Покрај измените што настануваат кај изворите на електрична енергија, до определени периодични (или случајни) измени доаѓа и во самата шема на мрежата. Имено, од разни причини во мрежата може да дојде до потреба од периодични исклучувања или вклучувања на одделни водови и трансформатори. До измени во конфигурацијата на мрежата може да дојде и по некоја хаварија (дефект) на некој елемент од системот. По испадот (исклучувањето) на повредениот елемент системот продолжува да работи и без него извесен временски период (додека тој не се поправи или замени со нов) во таканаречениот *хавариски режим на работи*.

За да се одржува отстапувањето на напонот кај потрошувачите од неговата номинална вредност во определени граници, потребно е да се врши *регулација на напонот во разни точки од мрежата*.

Регулацијата на напонот претставува *комплекс на мерки*, со кои се ограничуваат отстапувањата на напонот кај потрошувачите во дозволени граници.

3.2. ВРСКА МЕЃУ НАПОНИТЕ И ТЕКОВИТЕ НА РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ ВО ЕЕС



Слика 3.1. R-X елемент (вод или трансформатор)

Во случајот кога низ елемент од мрежата (вод, трансформатор и др.) или повеќе елементи, чиешто еквивалентни параметри се R и X (слика 3.1) тече моќност $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, приближниот израз за загубата на напон, како што знаеме, изнесува:

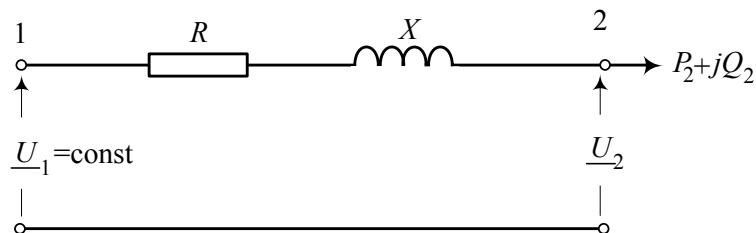
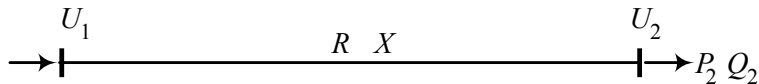
$$\Delta U = |U_1| - |U_2| \approx \Delta U_d = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2}. \quad (3.1)$$

Карактеристично за елементите во високонапонските мрежи е тоа што односот $X/R \gg 1$. Тоа значи дека врз загубата на напон ΔU во мрежите во најголема мера влијаат тековите на реактивните моќности.

$$X \gg R \Rightarrow \frac{Q_2 \cdot X}{U_2} \gg \frac{P_2 \cdot R}{U_2}$$

Заклучок. Главна причина за варијацијата на напонот во високонапонските мрежи се реактивните моќности

Нека претпоставиме сега дека напонот U_1 на почетокот на некој елемент од мрежата е константен и нека биде потребно напонот U_2 кај потрошувачот да го држиме на константна вредност.



Тоа значи дека загубата на напон ΔU ќе треба да биде константна, т.е:

$$U_1 = \text{const}; U_2 = \text{const}. \Rightarrow \Delta U = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_n} = \text{const}.$$

Во таквиот случај, при пренесувањето на дадена активна моќност P_2 ќе соодветствува точно определена реактивна моќност, која треба да се пренесува за да биде исполнет условот $U_2 = \text{const}$. Таа моќност ќе биде:

$$Q_2 = \frac{U_2 \cdot \Delta U - P_2 \cdot R}{X} = K - \frac{P_2 \cdot R}{X}. \quad (3.2)$$

Ако потрошувачот бара реактивна моќност поголема или пак помала од вака утврдената ќе биде потребно, на **вештачки начин**, со помош на **кондензаторска батерија (КВ)**, **синхрон компензатор (СК)** или **реактор** да се постигне пренесуваната реактивна моќност да биде еднаква на бараната од условот (3.2).

Во такви услови, на пример, ако пренесуваната активна моќност P_2 се измени на вредноста P'_2 , тогаш соодветната пренесувана реактивна моќност Q_2 ќе треба да добие нова вредност Q'_2 . Притоа, важи односот:

$$Q'_2 - Q_2 = -(P'_2 - P_2) \cdot \frac{R}{X}. \quad (3.3)$$

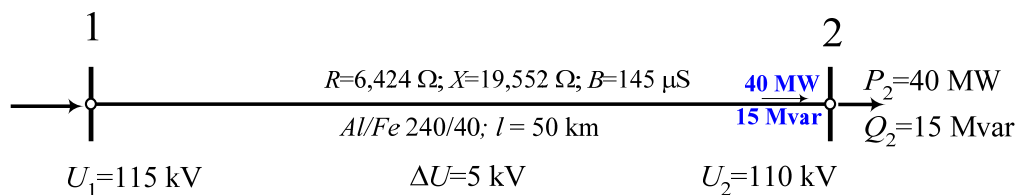
т.е.

$$\Delta Q = -\frac{R}{X} \cdot \Delta P.$$

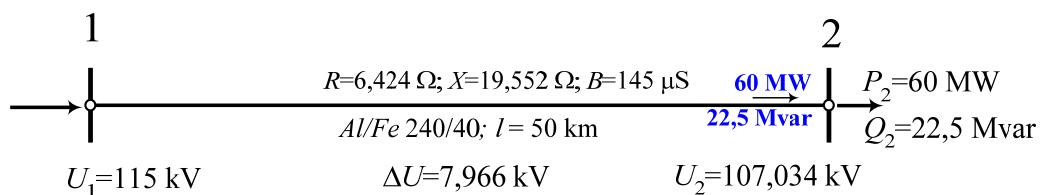
Од последниот израз заклучуваме дека зголемувањето на пренесуваната активна моќност бара соодветно намалување на пренесуваната реактивна моќност – и обратно. Таа промена е пропорционална на односот R/X кој е обично мал. На тој начин, при варијации на оптоварувањето, напонот во некоја точка од мрежата го регулираме со **инјектирање** на реактивна моќност (со правилен знак) во истата таа точка.

Пример.

Да посматраме режим на работа на еден 110 kV вод ($R=6,424 \Omega$, $X=19,552 \Omega$, $B=145 \mu S$; $l=50 \text{ km}$), како на сликата. Водот напојува потрошувач со моќност $\underline{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = (40 + j15) \text{ MVA}$ при напон $U_2 = 109,98 \approx 110 \text{ kV}$. Напонот во напојната точка е притоа $U_1 = 115 \text{ kV}$ и соодветно на тоа, загубата на напон во преносниот во изнесува $\Delta U = 115 - 110 = 5 \text{ kV}$.



Пресметките покажуваат дека доколку моќноста на потрошувачот се зголеми за 50%, и во новиот режим изнесува $\underline{S}'_2 = (60 + j22,5) \text{ MVA}$, тогаш при неизменет напон на почетокот $U_1 = 115 \text{ kV}$, напонот на крајот од водот ќе падне на вредноста $U_2 = 107,034 \text{ kV}$.



Ако сакаме тој да остане и понатаму ист и да ја задржи старата вредност $U_2 = 110 \text{ kV}$, тогаш ќе мора да се инјектира дополнителна

реактивна моќност во јазелот 2 (на пример со помош на синхрон компензатор). Според пресметките, таа изнесува:

$$Q_{SK} = 15,9 \text{ Mvar},$$

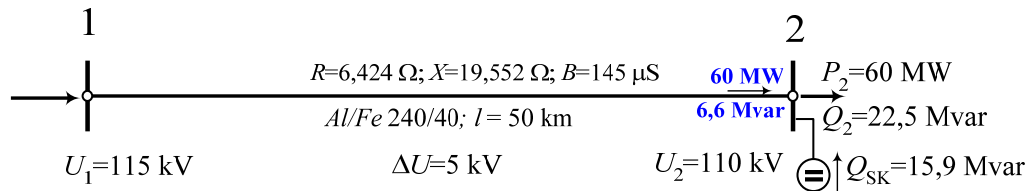
така што пренесуваната реактивна моќност ќе се намали на вредноста:

$$Q'_2 = 6,6 \text{ Mvar},$$

што е во однос на старата вредност промена од:

$$\Delta Q = 6,6 - 15 = -8,4 \text{ Mvar}.$$

во однос на старата вредност за $\Delta Q = 6,6 - 15 = -8,4 \text{ Mvar}$.



Ако проблемот сакаме да го решиме упросто, со помош на релацијата (3.3), тогаш ќе добиеме:

$$\Delta Q \approx -\frac{R}{X} \cdot \Delta P = -\frac{6,424}{19,552} \cdot (60 - 40) = -6,6 \text{ Mvar} \approx -8,4 \text{ Mvar}.$$

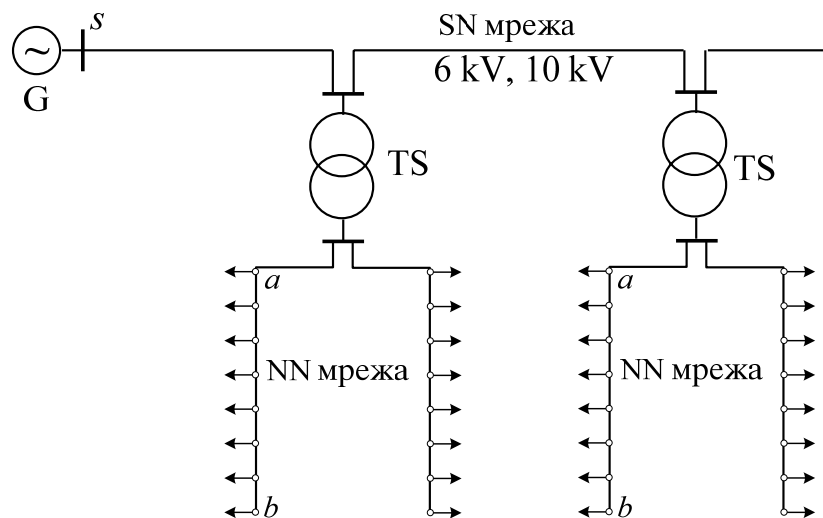
што претставува практичен начин за брзо добивање на решение на проблемот со прифатлива точност.

□ □ □

3.3. РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНОТ СО ИЗМЕНА НА НАПОНИТЕ КАЈ ИЗВОРИТЕ

Во помалите мрежи (како на пример на сл. 3.2) кои се напојуваат од само една електрична централа регулацијата на напонот најчесто се врши со измена на напонот кај самите синхрони генератори. Притоа, кога оптоварувањето на мрежата расте, се зголемува напонот на собирниците во централата – и обратно.

Менувањето на напонот во електричните центри се врши по однапред составен, односно зададен *график на напони*, кој ја дава зависноста меѓу напонот кај електричната централа и оптоварувањето. Овој график се составува така што отстапувањата на напонот кај потрошувачите нема да ги надминуваат однапред дефинираните граници.



Слика 3.2. Шема на месна мрежа

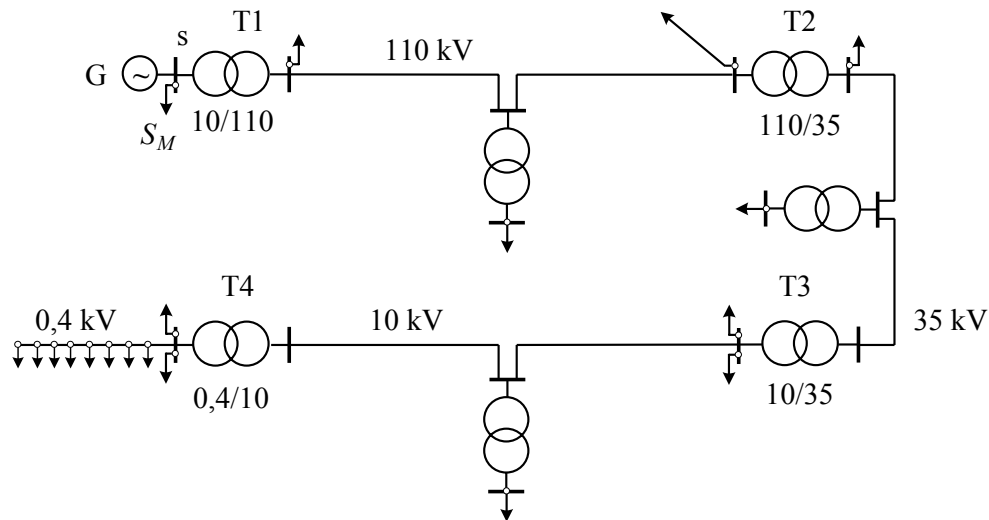
Можното покачување на напонот на генераторските собирници "s" (слика 3.2) се одредува според напонот на електрични најблиските потрошувачи "a" кои се наоѓаат во непосредната близина на трафостаниците TS 10/0,4 kV/kV. Приемниците во тие точки секогаш работат со повисок напон во однос на останатите електрични приемници. Од друга страна, границата на допуштеното намалување на напонот кај собирниците "s" се одредува според напонот на потрошувачите "b" кои се приклучени на крајот од нисконапонската NN мрежа.

Во мрежите на **помалите градови** и помалите индустриски претпријатија како и во **месните мрежи** напојувани директно од една електрична централа, **обично е можно да се обезбеди напоните кај потрошувачите да се држат во прифатливи граници само со регулација на напонот на изворот на електрична енергија.**

Меѓутоа, во развиените регионални мрежи е невозможно да се постигне задоволителна регулација на напоните на потрошувачите само со измена на напоните кај синхроните генератори. Во ваквите мрежи постојат разновидни потрошувачи со различни дијаграми на

оптоварување а, освен тоа, загубата на напон во таквите мрежи во различни точки е различна и се разликува во голема мера итн.

Горе кажаното ќе го појасниме на шемата од сликата 3.3 која прикажува дел од една регионална мрежа.



Слика 3.3. Шема на регионална мрежа

Генераторите G напојуваат месно оптоварување S_M и потрошувачи на еден голем регион. Дел од приемниците на месното оптоварување работи директно на генераторски напон (големи асинхрони мотори и др.) и загубата на напон до нив може да изнесува $3 \div 5\%$. Меѓутоа, загубата на напон до најоддалечените потрошувачи, до кои електричната енергија доаѓа после неколку трансформации, може да изнесува и повеќе од 30% . Споменатата загуба на напон значи дека при промена на оптоварувањето во мрежата од 0 до 100% интервалот на отстапувањето на напонот кај најоддалечените потрошувачи може да изнесува над 30% , што е сосема недопуштено.

Ако земеме предвид дека напонот на генераторските собирници може да се регулира во опсегот $U_n \pm 5\% \cdot U_n$, т.е. во интервалот:

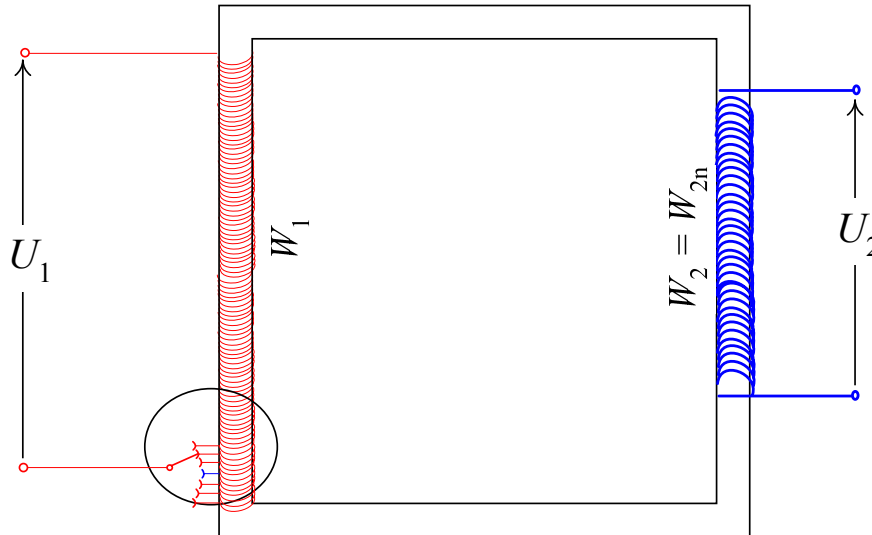
$$0,95 \cdot U_n \leq U \leq 1,05 \cdot U_n$$

и ако земеме дека минималната моќност изнесува $1/3$ од максималната моќност на оптоварување на мрежата, тогаш лесно можеме да се увериме дека при најоддалечените потрошувачи, ширината на интервалот во кој ќе варира напонот (уважувајќи ја и регулацијата на напон на генераторите) ќе изнесува $(2/3) \cdot 30 - 5 = 15\%$.

Толку големи распони на отстапувањето на напонот кај потрошувачите е воопшто неприфатлив. Тоа значи дека во ваквите случаи за одржувањето на напонот блиску до неговата номинална вредност ќе биде потребно да се преземат дополнителни мерки кои ќе бидат разгледувани подоцна. **Регулацијата на напонот при електричните центри во големите ЕЕС претставува, значи, само ѝомошно**, а не основно средство за регулација на напоните во ЕЕС.

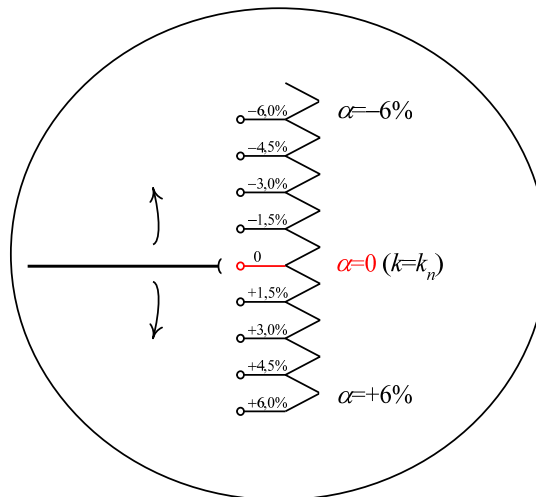
3.4. РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОН СО ИЗМЕНА НА КОЕФИЦИЕНТОТ НА ТРАНСФОРМАЦИЈА КАЈ ЕНЕРГЕТСКИТЕ ТРАНСФОРМАТОРИ

Високонапонските намотки кај сите двонамотни трансформатори и среднонапонските намотки кај тринамотните трансформатори, покрај основниот отцеп, имаат и дополнителни – регулациони отцепи.



Номиналниот преносен однос, односно номиналниот коефициент на трансформација k_n , одговара на **номиналниот отцеп**.

$$k_n = \frac{U_{1n}}{U_{2n}}.$$



Со користење на дополнителните отцепи се менува и коефициентот на трансформација k :

$$k = \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right) \cdot k_n, \quad (3.4)$$

каде што $\alpha(\%)$ е напон (изразен во % од номиналниот) на **додаџниот отцеп**.

Менувањето на коефициентот на трансформација може да се врши на два начина:

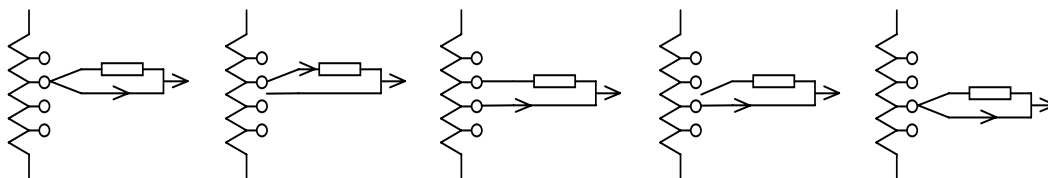
- а) во безнапонска состојба (кога трансформаторот е исклучен од мрежата) – овој начин на регулација се нарекува *"регулација во безнапонска состојба"* (RBS);
- б) под товар (кога трансформаторот е оптоварен), т.е. станува збор за *"регулација под товар"* (RPT).

Измената на коефициентот на трансформација во безнапонска состојба практично и не претставува регулација, бидејќи за секоја измена на напонот во погонот би било потребно исклучување на трансформаторот од погон и подесување (нагодување) на преносниот однос, што е сосема неприфатливо. Затоа ваквиот начин на регулација се користи кај помалите трансформатори со номинален напон на високонапонската (VN) намотка 10 kV, 20 kV и 35 kV. Вообичено е кај нив регулацијата да се врши во опсегот $\pm 5\%$ околу номиналниот коефициент на трансформација, со степен на регулација 2,5%. Тоа значи дека ваквите трансформатори на VN намотка имаат вкупно 5 отцепи: еден основен и четири регулациони $\pm 2,5\%$ и $\pm 5\%$. Притоа промената на преносниот однос се врши сезонски – еднаш во неколку месеци.

RBS се применува кај дистрибутивните трансформатори SN/SN и SN/NN со помали моќности и тоа ретко, т.е. сезонски.

Нагодувањето на преносниот однос овде се врши откако трансформаторот ќе се исклучи од мрежата. Тој се избира така што отстапувањето на средната вредност на секундарниот напон U_{2sr} од бараната вредност U_{20} ќе биде минимално. Се разбира дека варијациите на напонот U_2 околу неговата средна вредност U_{2sr} , предизвикани од измената на напонот U_1 на примарната страна и од измените на оптоварувањето на трансформаторот, со тоа нема да се елиминираат.

Доколку пак измената на преносниот однос на трансформаторот можеме да ја вршиме и под товар, тогаш во секој момент ќе можеме да избираме коефициент на трансформација (тоа се врши обично автоматски) така што напонот на секундарната страна го држиме на константна вредност или пак го управуваме по однапред зададена програма, независно од големината на оптоварувањето и напонските прилики на примарната страна. Заради тоа во трансформаторот (најчесто во неговото ѕвездиште) се вградува специјална преклопка со помош на која е можно да се менува бројот на навивките од примарната намотка и кога трансформаторот е оптоварен. Принципот на работа на регулационата преклопка кај овие трансформатори е прикажан на сликата 3.4. Самите трансформатори, снабдени со таква преклопка се нарекуваат *регулациони трансформатори*.



Слика 3.4. Принцип на работа на регулационата преклопка

Опсегот на регулација кај регулационите трансформатори изнесува обично $\pm 15\%$, макар што понекогаш се оди на помал ($\pm 10\%$) или пак, по потреба, и на поголем ($\pm 20\%$) опсег. Како што се гледа од сликата 3.4, регулацијата се врши во степени, т.е. напонот на секундарната страна од трансформаторот се менува во скокови. Вообичаен скок во еден степен (т.н. "**чекор на регулацијата**") е $1,5\%$ и $1,78\%$, макар што има трансформатори со чекор од 1% и 2% . Поголеми скокови од $\pm 2\%$ би давале премногу груба регулација на напонот, додека чекорот помал од 1% значително би ја усложнил и поскапил регулационата преклопка.

Трансформаторите снабдени со преклопка за RPT се значително **поскапи** од истите такви трансформатори но без можности за RPT. Бидејќи цената на регулационата преклопка е доста висока и малку зависи од моќноста на трансформаторот, нерационално е сите трансформатори да се изведуваат со можност за RPT. Затоа само поголемите трансформатори со номинален напон на намотката VN над 35 kV се изведуваат како регулациони.

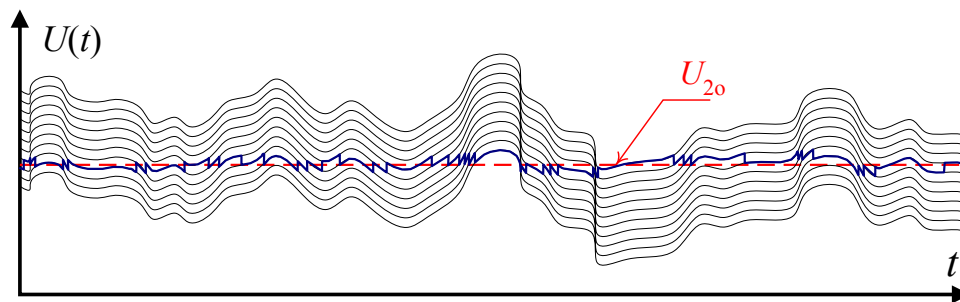
RPT се применува кај поголемите трансформатори VN/SN со моќност $S_n \geq 20\text{ MVA}$ и тоа перманентно, преку целиот ден.

Тринамотните трансформатори со номинален напон на VN намотка 110 kV или 220 kV најчесто на VN страна имаат преклопка за RPT, додека на SN страна имаат преклопка за RBS.

Регулацијата на преносниот однос е обично **автоматска**. За регулаторот да работи стабилно, т.е. за да нема голем број непотребни сработувања на регулационата преклопка, тој не треба да реагира на малите и брзи варијации на напонот во мрежата кои се честа и нормална појава. За таа цел, обично неговата зона на нечувствителност по напон изнесува нешто повеќе од половина чекор на регулација. Така се обезбедува регулаторот да даде импулс за измена на коефициентот на трансформација само тогаш кога напонот на секундарната страна е (по ефективна вредност) поблиску до соседниот степен на регулација.

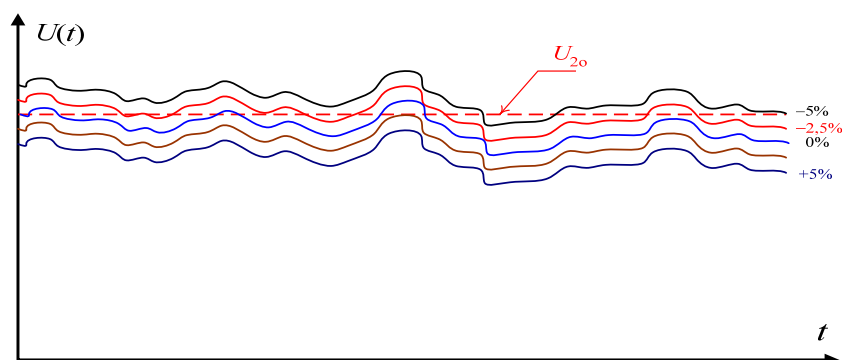
Покрај тоа, за да се избегне реагирањето на кратковремените колебања на напонот што се случуваат при разни регуларни вклучувања и исклучувања на потрошувачите во мрежата, се воведува и **временско затегање** на дејството на регулаторот. Обично тоа изнесува **$10 - 15$ секунди**, но, по потреба, согласно со локалните услови, тоа може да изнесува и **неколку минути**. На тој начин регулационата

преклопка се заштитува од преголемиот број непотребни операции и од предвременото истрошување на нејзиниот контактен систем.



Слика. Работа на преклопката кај регулационен трансформатор

Да ја разгледаме сега работата на еден двонамотен трансформатор без можност за RPT и да видиме како се избира неговиот преносен однос. Ваквиот трансформатор ќе работи со ист преносен однос (неизменета положба на преклопката) како во режимот на максимално така и во режимот на минимално оптоварување, и тоа за подолг временски период (на пример за време од една годишна сезона). Поради тоа, напонот U_2 на секундарната страна ќе варира во текот на денот околу својата средна вредност U_{2sr} . Меѓутоа, за потрошувачите е најпогодно ако преклопката ја поставиме во таква положба што ќе биде исполнет условот $U_{2sr} = U_{20}$, т.е. напонот на секундарната страна U_2 да варира околу бараната (пожелуваната) вредност U_{20} . Во тој случај, отстапувањата на напонот од вредноста U_{20} во режимот на минимално и максимално оптоварување ќе бидат меѓусебно еднакви а, освен тоа, потрошувачите ќе работат најдолго време со напон близок до оној што сме сакале да го постигнеме. Затоа коефициентот на трансформација го избираме тргнувајќи од условот напонот кај потрошувачите *во режимот на средно оптоварување* да биде еднаков на бараниот U_{20} .



Слика. Избор на најсоодветен отцеп кај трансформатор со RPT

Напонот U_{2sr} во режимот на средно оптоварување треба да се пресметува согласно со условите на напојување на потрошувачите од посматраниот трансформатор (трафостаница). На пример, ако потрошувачите се приклучени непосредно на собирниците на секундарот, тогаш ќе биде пожелно во режимот на средно оптоварување нивниот напон да биде еднаков на номиналниот напон на потрошувачите. Ако

пак потрошувачите се оддалечени од трансформаторската станица, тогаш ќе биде потребно напонот на собирниците на секундарната страна да биде повисок од номиналниот за неколку проценти (обично за 3 – 5% повисок) со цел да се компензира загубата на напон во напојната мрежа.

Положбата на регулационата преклопка, односно регулациониот отцеп кај трансформаторите со RBS се избира на следниот начин. Најнапред се врши пресметување на напонот U_1 на примарната страна од трансформаторот, решавајќи ја напојната VN мрежа. Потоа, знаејќи ги параметрите R_T и X_T на трансформаторот (сведени на VN страна) и знаејќи го оптоварувањето на трансформаторот $\underline{S}_T = P_T + jQ_T$, ја определуваме (приближно, со занемарување на попречната компонента на падот на напон) вредноста U'_2 на напонот на секундарната страна (сведена кон примар):

$$U'_2 \approx U_1 - \Delta U_{dT} = U_1 - \frac{P_T \cdot R_T + Q_T \cdot X_T}{U_1}. \quad (3.5)$$

Притоа, пресметување на напонот U'_2 вршме два пати:

- за режимот на минимално,
- за режимот на максимално оптоварување.

Ако така добиените вредности ги означиме со $U'_{2(\min)}$ и $U'_{2(\max)}$, тогаш во режимот на средно оптоварување напонот на секундарната страна (се разбира сведен кон примар) ќе биде:

$$U_{2(sr)} = \frac{U'_{2(\min)} + U'_{2(\max)}}{2}. \quad (3.6)$$

За да постигнеме напонот на секундарот во таквиот режим да биде еднаков на бараната вредност U_{20} , коефициентот на трансформација треба да биде:

$$k_o = \frac{U'_{2(sr)}}{U_{20}}. \quad (3.7)$$

Откога сме ја определиле вредноста k_o на коефициентот на трансформација, од изразот (3.4) лесно ќе го определиме и бараниот регулационен отцеп α_o :

$$\alpha_o = \left(\frac{k_o}{k_n} - 1 \right) \cdot 100. \quad (3.8)$$

Бараниот коефициент k_o може понекогаш да биде и помал од номиналниот преносен однос, т.е. $k_o < k_n$, од каде следува дека за големината α_o може да се добие и негативна вредност, што зависи од условите во мрежата. Сега, знаејќи ја вредноста на α_o , го определуваме и отцепот на кој ќе биде поставена преклопката, а тоа е оној кој е најблиску до пресметаната вредност α_o . Потоа се пресметуваат вистинските вредности на напонот на секундарната страна во двата карактеристични режима, добиени со така избраниот регулационен отцеп:

$$U_{2(\max)} = \frac{U'_{2(\max)}}{k}; \quad U_{2(\min)} = \frac{U'_{2(\min)}}{k}.$$

Доколку вака пресметаните екстремни вредности на напонот U_2 излегуваат од однапред утврдените граници, односно не ги исполнуваат техничките барања, тогаш тоа ќе значи дека трансформаторот треба да биде снабден со преклопка за RPT, или пак ќе биде потребно да се преземат други дополнителни мерки во мрежата (на пр. компензација на реактивната моќност со помош на синхрон компензатор или кондензаторски батерии) со кои ќе се намалат варијациите на напонот и олесни регулацијата.

Значи, постапката, поделена во повеќе чекори се следната:

1. Пресметка на приликите во ВН мрежа ($U_{1(\max)}$ и $U_{1(\min)}$);
2. Пресметка на сведените вредности на U'_2 , за режимите на максимално и минимално оптоварување:

$$U'_{2(\max)} \approx U_{1(\max)} - \frac{P_{T(\max)} \cdot R_T + Q_{T(\max)} \cdot X_T}{U_{1(\max)}};$$

$$U'_{2(\min)} \approx U_{1(\min)} - \frac{P_{T(\min)} \cdot R_T + Q_{T(\min)} \cdot X_T}{U_{1(\min)}}.$$

3. Пресметка на средната вредност на напонот U'_2 :

$$U'_{2(sr)} = \frac{U'_{2(\max)} + U'_{2(\min)}}{2}.$$

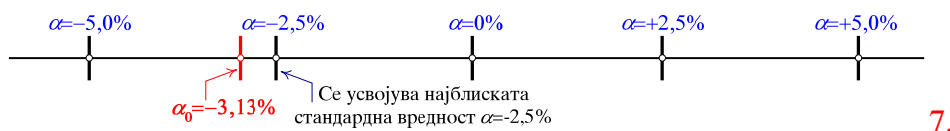
4. Пресметка на потребниот коефициент на трансформација k_0

$$k_0 = \frac{U'_{2(sr)}}{U_{2o}}.$$

5. Пресметка на најповолна позиција на преклопката α_0

$$\alpha_o = \left(\frac{k_o}{k_n} - 1 \right) \cdot 100.$$

6. Нејзино заокружување на најблиската постојна вредност



Пресметка на коефициентот на трансформација $k = \left(1 + \frac{\alpha}{100} \right) \cdot k_n$

8. Проверка на напонските прилики на секундарот:

$$U_{2(\max)} = \frac{U'_{2(\max)}}{k}; \quad U_{2(\min)} = \frac{U'_{2(\min)}}{k}.$$

Пример 3.1. Потребно е да се избере регулациониот отцеп на VN намотка од трансформаторот за снижување на напонот 35/0,4 kV со моќност 630 kVA така што средната вредност на напонот на NN собирници да биде $U_{20}=0,39$ kV, а отстапувањата на напонот во режимот на максимално и минимално оптоварување околу средната вредност да бидат приближно еднакви.

Во режимот на максимално оптоварување потрошувачите земаат моќност $P_{\max}=520$ kW и $Q_{\max}=390$ kVAr и напонот на VN собирници изнесува $U_{1(\max)}=33,3$ kV. Во режимот на минимално оптоварување моќноста на потрошувачите изнесува $P_{\min}=220$ kW и $Q_{\min}=180$ kVAr, а напонот на VN собирници изнесува $U_{1(\min)}=35,2$ kV.

Активната и реактивната отпорност на трансформаторот, сведени на VN страна, изнесуваат $R_T=23,5$ Ω и $X_T=123,5$ Ω .

Решение:

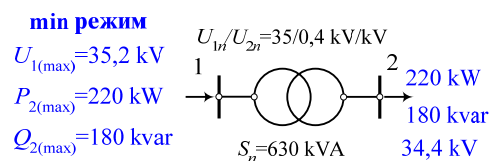
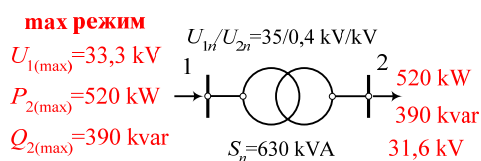
Најнапред ќе ги одредиме вредностите $U'_{2(\max)}$ и $U'_{2(\min)}$ на сведената вредност на напонот на NN собирници во режим на максималното и минималното оптоварување, приближно, со занемарување на попречната компонента на загубата на напон:

$$U'_{2(\max)} = U_{1(\max)} - \frac{P_{\max} \cdot R_T + Q_{\max} \cdot X_T}{U_n}$$

$$U'_{2(\max)} = 33,3 - \frac{0,52 \cdot 23,5 + 0,39 \cdot 123,5}{35} = 31,6 \text{ kV}$$

$$U'_{2(\min)} = U_{1(\min)} - \frac{P_{\min} \cdot R_T + Q_{\min} \cdot X_T}{U_n};$$

$$U'_{2(\min)} = 35,2 - \frac{0,22 \cdot 23,5 + 0,18 \cdot 123,5}{35} = 34,4 \text{ kV}$$



Средната вредност на сведениот секундарен напон ќе биде:

$$U'_{2(sr)} = \frac{U'_{2(\min)} + U'_{2(\max)}}{2} = 33,0 \text{ kV} . = 33,0 \text{ kV} .$$

Потребниот коефициент на трансформација k_o , според изразот (3.7), ќе биде:

$$k_o = \frac{U'_{2(sr)}}{U_{20}} = \frac{33}{0,39} = 84,7 ,$$

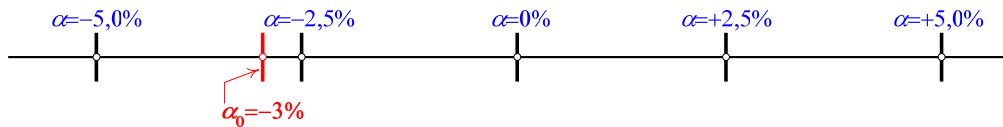
додека номиналниот коефициент на трансформација ќе изнесува:

$$k_n = \frac{35}{0,4} = 87,5.$$

Согласно на изразот (3.8) потребната вредност на регулациониот отцеп изнесува:

$$\alpha_0 = \left(\frac{k_0}{k_n} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{84,7}{87,5} - 1 \right) \cdot 100 = -3\% .$$

Бидејќи кај трансформаторите со RBS чекорот на регулација изнесува 2,5% а регулациониот опсег е $\pm 5\%$, согласно сликата, на располагање ни стојат 5 можни опции. Најблиску до бараната вредност за $\alpha_0 = -3\%$ е отцепот што одговара на позицијата $\alpha = -2,5\%$.



Според тоа, во конкретниов случај ќе избереме $\alpha = -2,5\%$. Тоа значи дека бројот на навивки на VN намотка ќе го намалиме во однос на номиналниот за 2,5%, така што коефициентот на трансформација на трансформаторот ќе изнесува:

$$k = k_n \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} \right) = \frac{35}{0,4} \cdot \left(1 - \frac{2,5}{100} \right) = 0,975 \cdot k_n = 85,3125.$$

Во тој случај, вистинските вредности на напонот кај NN собирници ќе изнесуваат:

– во режим на максимално оптоварување:

$$U_{2(\max)} = \frac{U'_{2(\max)}}{k} = \frac{31,6}{85,3125} = 0,371 \text{ kV} ;$$

– во режим на минимално оптоварување:

$$U_{2(\min)} = \frac{U'_{2(\min)}}{k} = \frac{34,4}{85,3125} = 0,403 \text{ kV} ;$$

– средна вредност:

$$U_{2(\text{sr})} = \frac{U'_{2(\text{sr})}}{k} = \frac{33,0}{85,3125} = 0,387 \text{ kV} .$$

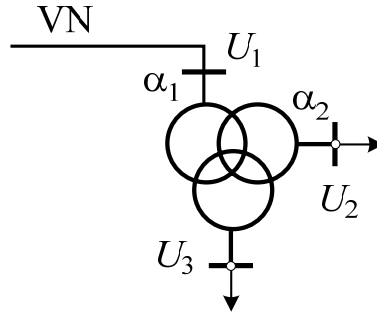
Ако сметаме дека е прифатливо напонот U_2 да варира околу бараната вредност $U_{20} = 0,39 \text{ kV}$ најмногу за $\pm 5\%$, т.е. во интервалот од $0,95 \cdot 0,39 = 0,371 \text{ kV}$ до $1,05 \cdot 0,39 = 0,410 \text{ kV}$, тогаш заклучуваме дека добиените вредности за $U_{2(\max)}$ и $U_{2(\min)}$ во разгледуваниот случај се наоѓаат во допуштениот интервал.

□ □ □

Кај тринамотните трансформатори со RBS, преклопка за промена на бројот на навивки постои и кај VN намотка и кај SN намотка. Бројот на

навивки на NN намотка (терциер) не се менува. Доколку во трансформаторската станица за снижување на напонот постои еден ваков трансформатор, тогаш положбата на преклопките при VN и при SN намотки се избира на следниот начин.

Слично како и кај двонамотните трансформатори, најнапред се спроведуваат електрични пресметки со кои се утврдуваат вредностите $U'_{3(\min)}$ и $U'_{3(\max)}$ на напонот на NN собирници (сведени кон примар) во режимот на минималното и максималното оптоварување, со цел да се пресмета неговата средна вредност:



Слика 3.5. Тринамотен трансформатор со RBS

$$U_{3(sr)} = \frac{U'_{3(\min)} + U'_{3(\max)}}{2}.$$

Потоа, знаејќи ја бараната вредност U_{30} на напонот која сакаме да ја постигнеме на NN собирници при средното оптоварување, го определуваме бараниот коефициент на трансформација k_{130} меѓу примарната и терциерната намотка

$$k_{130} = \frac{U'_{3(sr)}}{U_{30}}.$$

Понатаму ја определуваме положбата α_{10} на преклопката на VN намотка која одговара на преносниот однос k_{130} :

$$\alpha_{10} = \left(\frac{k_{130}}{k_{13n}} - 1 \right) \cdot 100,$$

каде што k_{13n} претставува номинален преносен однос меѓу VN и SN намотка и тој одговара на основниот отцеп на VN намотка ($\alpha_1 = 0$).

Сега одбираме регулационен отцеп α_1 на VN намотка кој е најблиску до вредноста α_{10} . На вака избраниот отцеп му одговара преносен однос VN/SN k_{13}

$$k_{13} = \left(1 + \frac{\alpha_1}{100} \right) \cdot k_{13n},$$

и со тоа е завршен изборот на најсоодветниот отцеп при VN намотка.

Слично на тоа, за изборот на најсоодветниот отцеп α_2 кај секундарната SN намотка најнапред се определуваат вредностите $U'_{2(\min)}$ и $U'_{2(\max)}$ на напонот на SN собирници (сведен кон примар) за режимите на минималното и максималното оптоварување. Потоа се одредува неговата средна вредност $U'_{2(sr)} = (U'_{2(\min)} + U'_{2(\max)})/2$ која одговара на режимот на средно оптоварување, од каде се добива потребниот коефициент на трансформација VN/SN:

$$k_{12o} = \frac{U'_{2(sr)}}{U_{2o}}.$$

Бидејќи и VN и SN намотки имаат регулациони отцепи, а преклопката на VN намотка е веќе поставена на положба α_1 , ќе имаме:

$$k_{12o} = \frac{1 + \alpha_1/100}{1 + \alpha_{2o}/100} \cdot k_{12n}, \quad (3.9)$$

од каде добиваме:

$$\alpha_{2o} = \left[\frac{k_{12n}}{k_{12o}} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_1}{100} \right) - 1 \right] \cdot 100, \quad (3.10)$$

а потоа го избираме најблискиот стандарден отцеп α_2 на SN намотка, на којшто му одговара коефициент на трансформација VN/SN k_{12} :

$$k_{12} = \frac{1 + \alpha_1/100}{1 + \alpha_2/100} \cdot k_{12n}. \quad (3.11)$$

Во тој случај вистинските вредности на напоните на SN и NN собирници во режимот на максималното оптоварување ќе бидат:

$$U_{2(\min)} = \frac{U'_{2(\min)}}{k_{12}}; \quad U_{2(\max)} = \frac{U'_{2(\max)}}{k_{12}},$$

$$U_{3(\min)} = \frac{U'_{3(\min)}}{k_{13}}; \quad U_{3(\max)} = \frac{U'_{3(\max)}}{k_{13}}.$$

Доколку вака пресметаните вредности на напоните U_2 и U_3 во двата карактеристични режими на работа не ги задоволуваат однапред поставените барања во поглед на отстапувањето на напонот, ќе биде потребно во посматраната трансформаторска станица да се инсталира тринамотен трансформатор со RPT.

Пример 3.2. Во една регионална трансформаторска станица TS за снижување на напонот инсталиран е тринамотен трансформатор 110/38,5/6,6 kV со моќност 10 MVA. Со електрична пресметка се одредени напоните на секундарната и терциерната страна, во режимот на максимално и минимално оптоварување, сведени на VN страна:

$$U'_{2(\max)} = 93,3 \text{ kV}, \quad U'_{3(\max)} = 96,4 \text{ kV};$$

$$U'_{2(\min)} = 103,6 \text{ kV}, \quad U'_{3(\min)} = 102,5 \text{ kV}.$$

Намотката на VN страна има регулациона преклопка за RPT со 18 регулациони отцепи ($\pm 9 \times 1,78\%$). SN намотка 35 kV има преклопка за RBS со 4 регулациони отцепи ($\pm 2 \times 2,5\%$). Потребно е да се одреди со кои регулациони отцепи на примарната и секундарната намотка ќе треба да работи трансформаторот за да постигнеме напоните на секундарната и терциерната страна да изнесуваат:

- во режим на максимално оптоварување: $U_{2o(\max)} = 37,0 \text{ kV}$, $U_{3o(\max)} = 6,3 \text{ kV}$;
- во режим на минимално оптоварување: $U_{2o(\min)} = 36,0 \text{ kV}$, $U_{3o(\min)} = 6,0 \text{ kV}$.

Решение:

Најнапред ќе ги одредиме коефициентите на трансформација $k_{13o(\max)}$ и $k_{13o(\min)}$ со коишто трансформаторот треба да работи во режимот на максимално и минимално оптоварување, а потоа ќе ги одбереме најсоодветните отцепи $\alpha_{1o(\max)}$ и $\alpha_{1o(\min)}$ на преклопката на VN намотка:

$$k_{13o(\max)} = \frac{U'_{3(\max)}}{U_{3o(\max)}} = \frac{96,4}{6,3} = 15,3,$$

$$k_{13o(\min)} = \frac{U'_{3(\min)}}{U_{3o(\min)}} = \frac{102,5}{6,0} = 17,1.$$

Соодветно на нив ќе имаме:

$$\alpha_{1o(\max)} = \left[\frac{k_{13o(\max)}}{k_{13n}} - 1 \right] \cdot 100 = \left(\frac{15,3}{110/6,6} - 1 \right) \cdot 100 = -8,2\%$$

и најблискиот отцеп:

$$\alpha_{1(\max)} = 5 \cdot (-1,78) = -8,9\%.$$

Понатаму ќе имаме:

$$\alpha_{1o(\min)} = \left[\frac{k_{13o(\min)}}{k_{13n}} - 1 \right] \cdot 100 = \left(\frac{17,1}{16,7} - 1 \right) \cdot 100 = +2,5\%,$$

$$\alpha_{1(\min)} = 1 \cdot 1,78 = 1,78\%.$$

Со вака усвоените позиции на регулационата преклопка за вистинските вредности на напонот на терциерот ќе добиеме:

$$U_{3(\max)} = \frac{U'_{3(\max)}}{\left(1 + \frac{\alpha_{1(\max)}}{100}\right) \cdot k_{13n}} = \frac{96,4}{\left(1 + \frac{-8,9}{100}\right) \cdot 16,7} = 6,33 \text{ kV},$$

$$U_{3(\min)} = \frac{U'_{3(\min)}}{\left(1 + \frac{\alpha_{1(\min)}}{100}\right) \cdot k_{13n}} = \frac{102,5}{\left(1 + \frac{1,78}{100}\right) \cdot 16,7} = 6,02 \text{ kV}.$$

Можеме да заклучиме дека за вака усвоените вредности на $\alpha_{1(\max)}$ и $\alpha_{1(\min)}$ отстапувањата на напонот U_3 од бараните вредности се многу мали (помали од 5%).

Сега ни останува уште да ја одредиме положбата на регулационата преклопка од SN намотка α_2 така што ќе постигнеме напонот на 35 kV собирници да варира во интервалот $36 \leq U_2 \leq 37 \text{ kV}$. Се разбира, тука станува збор за RBS односно, α_2 ќе остане ист и за режимот на максимално и за режимот на минимално оптоварување:

Ако регулационата преклопка од SN намотка се постави на основниот отцеп ($\alpha_2 = 0$), тогаш коефициентот на трансформација VN/SN ќе биде:

$$k_{12(\max)} = \frac{1 + \alpha_{1(\max)}/100}{1 + \alpha_{2(\max)}/100} \cdot k_{12n} = \frac{1 - 8,9/100}{1} = 2,61,$$

$$k_{12(\min)} = \frac{1 + \alpha_{1(\min)}/100}{1 + \alpha_{2(\min)}/100} \cdot k_{12n} = \frac{1 + 1,78/100}{1} = 2,91.$$

Во вакви услови ($\alpha_2 = 0$) напоните $U_{2(\max)}$ и $U_{2(\min)}$ на 35 kV собирници во двата карактеристични режима би биле:

$$U_{2(\max)} = \frac{U'_{2(\max)}}{k_{12(\max)}} = \frac{93,3}{2,61} = 35,7 \text{ kV},$$

$$U_{2(\min)} = \frac{U'_{2(\min)}}{k_{12(\min)}} = \frac{103,6}{2,91} = 35,8 \text{ kV},$$

што значи дека напонот на SN страна ќе варира во интервалот $35,7 \leq U_2 \leq 35,8 \text{ kV}$ околу средната вредност:

$$U_{2(\text{sr})} = \frac{35,7 + 35,8}{2} = 35,75 \text{ kV}.$$

Вредноста $U_{2(\text{sr})} = 35,75 \text{ kV}$ за $\alpha_2 = 0$ е помала од бараната средна вредност $U_{20(\text{sr})}$

$$U_{20(\text{sr})} = \frac{37,0 + 36,0}{2} = 36,5 \text{ kV}$$

за 0,75 kV, односно за 2,05%. За да ја компензираме оваа разлика, ќе треба да го зголемиме бројот на навивките на SN намотка за 2,05%, што значи дека најпогодно ќе биде да го избереме првиот регулационен отцеп $\alpha_2 = 2,5\%$. Во тој случај би добиле:

$$k_{12(\max)} = \frac{1 + \alpha_{1(\max)} / 100}{1 + \alpha_2 / 100} \cdot k_{12n} = \frac{1 - 8,9 / 100}{1 + 2,5 / 100} \cdot 2,86 = 2,54$$

$$\Rightarrow U_{2(\max)} = \frac{93,3}{2,54} = 36,73 \text{ kV};$$

$$k_{12(\min)} = \frac{1 + \alpha_{1(\min)} / 100}{1 + \alpha_2 / 100} \cdot k_{12n} = \frac{1 + 1,78 / 100}{1 + 2,5 / 100} \cdot 2,86 = 2,84$$

$$\Rightarrow U_{2(\min)} = \frac{103,6}{2,84} = 36,48 \text{ kV};$$

$$U_{2(\text{sr})} = \frac{U_{2(\min)} + U_{2(\max)}}{2} = \frac{36,48 + 36,73}{2} = 36,6 \text{ kV}.$$

Значи, ако избереме регулационен отцеп на секундарната страна $\alpha_2 = +2,5\%$, ќе добиеме напонот U_2 во дадените услови на работа да варира во многу тесен интервал околу средната вредност $U_{2(\text{sr})} = 36,6 \text{ kV}$, што во голема мерка одговара на однапред поставените барања.

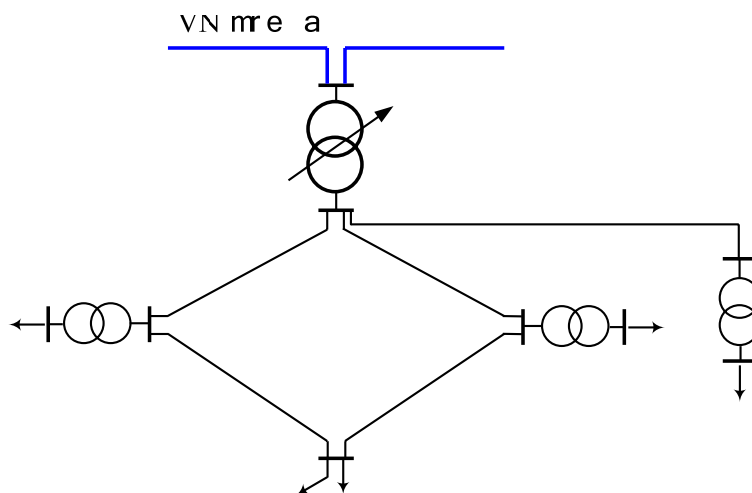
На крајот ќе напоменеме дека во пресметките е претпоставено режимите на максимално и минимално оптоварување временски да се совпаѓаат и за двете мрежи, 6 kV и 35 kV, што секогаш не мора да биде така. Имено, дијаграмите на оптоварување на едната и другата мрежа понекогаш можат да бидат временски "изместени", а тоа во голема мерка зависи од карактерот на приклучените потрошувачи во секоја од нив.

□ □ □

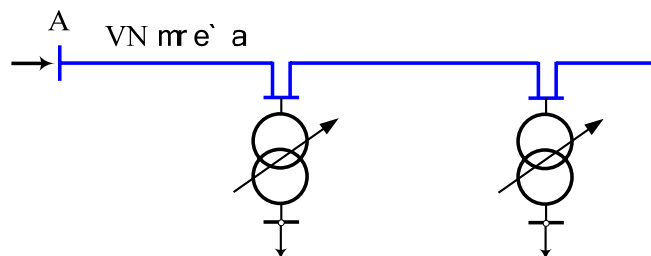
Регулационите трансформатори претставуваат основно средство за регулација на напонот во ЕЕС. Многу често тие претставуваат и единствено економски оправдано средство за регулација на напоните не само во регионалните туку и во месните мрежи.

Така, на пример, карактеристично за месните мрежи е тоа што голем процент од водовите се кабелски или пак надземни со релативно мал пресек. Во таквите мрежи загубата на напон претежно се должи на течењето на активните, а не на реактивните моќности. Освен тоа, месните мрежи честопати напојуваат комунално-битов товар (градски и селски дистрибутивни мрежи) со висок фактор на моќност $\cos \varphi \geq 0,95$. Во овие случаи компензацијата на реактивната моќност ќе има слаб ефект врз подобрувањето на напонските прилики во мрежата и ни едно преостанато средство за регулација, освен регулационите трансформатори, не ќе може да ги задоволи барањата во поглед на напоните при потрошувачите.

Регулационите трансформатори се поставуваат или кај секој потрошувач (сл. 3.6), или пак кај група потрошувачи (сл. 3.7). Во првиот случај станува збор за *месна регулација*, додека во вториот за *централна регулација* на напонот во мрежата.



Слика 3.6. Централна регулација на напонот во мрежата



Слика 3.7. Месна регулација на напонот во мрежата

Поставувањето на еден регулационен трансформатор за напојувањето на цел регион се нарекува *централен систем* за регулација на напонот. Кај него регулацијата на напонот се врши во само една точка (собирица), наречена напонски контролирана точка. Тоа е обично таква точка чиј напон во најголема мера ја опишува или карактеризира напонската состојба во сета напојувана мрежа. Притоа регулацијата на напонот е рачна, од страна на дежурниот персонал, или автоматска.

Централниот систем на регулација на напонот е **поевтин** од месната регулација, па затоа се применува секогаш кога е тоа можно.

Меѓутоа, во одредени случаи, кога на пример потрошувачите во мрежата имаат различен карактер и соодветно на тоа имаат различни режими на работа во текот на денот и различни дијаграми на оптоварување, тогаш обично доаѓа до преголеми отстапувања на напоните во мрежата од однапред бараните (или дозволените) вредности. Во тој случај се потребни дополнителни средства и зафати со кои ќе се врши **додатна регулација** (на пр. преку инјектирање на реактивна моќност) во една или повеќе точки од мрежата.

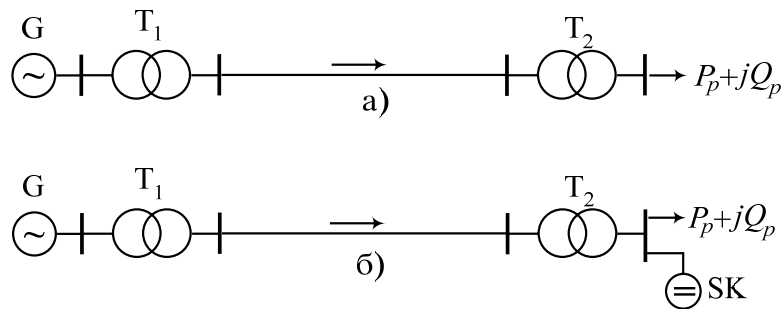
Доколку пак ни со дополнителните мерки не можат да се постигнат задоволителни резултати, тогаш ќе биде неопходно да се премине на другиот систем, а тоа е системот на месна регулација на напонот (сл. 3.6). Кај него **секој потрошувач се напојува преку регулационен трансформатор** и на тој начин неговиот напон може да се регулира независно од работата на останатите потрошувачи и условите во VN напојна мрежа.

3.5. РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНИТЕ СО ПРЕРАСПРЕДЕЛБА НА РЕАКТИВНИТЕ МОЌНОСТИ ВО ЕЕС

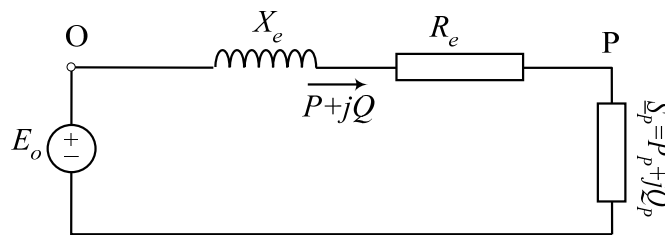
Еден од начините за регулација на напоните во ЕЕС е и прераспределбата на тековите на реактивни моќности, што се остварува главно на два начина:

- со **инјектирање на реактивна моќност** во одделните (обично потрошувачките) јазли од системот;
- со **прераспределба на реактивните моќности** на изворите на енергија.

Да го разгледаме преносниот систем, прикажан на сликата 3.8 а.



Слика 3.8. Работа на преносен систем без (а) и со (б) СК



Слика 3.9. Еднофазна заменска шема на посматраниот преносен систем

Ако со R_e и X_e ги означиме сумарната активна и реактивна отпорност на преносниот систем, вклучувајќи ја тука и реактанцијата на генераторот G, т.е.

$$R_e = R_{T1} + R_V + R_{T2};$$

$$X_e = X_d + X_{T1} + X_V + X_{T2},$$

тогаш приближната вредност на загубата на напон (со занемарување на попречната компонента на падот на напон, што е во принципиелните анализи дозволено да се направи) ќе биде:

$$\Delta U \approx \frac{P_p \cdot R_e + Q_p \cdot X_e}{U_n}. \quad (3.12)$$

Кај високонапонските преносни системи обично е $X_e \gg R_e$, поради што компонентата $Q_p \cdot X_e / U_n$ од загубата на напон, која се должи на течењето на реактивната моќност, е многу поголема од компонентата

$P_p \cdot R_e / U_n$. Практично може да се каже дека загубите на напон во VN мрежи се последица на течењето на реактивните моќности.

На пример, за илустрација нека го земеме преносниот систем од сликата 3.8.а. Нека се познати параметрите на елементите од системот $S_{nG} = S_{nT1} = S_{nT2} = 50 \text{ MVA}$; $x_d = 120\%$; $u_{k1} = u_{k2} = 10\%$ и нека преносниот вод со номинален напон 110 kV и должина $l = 60 \text{ km}$ е изведен со спроводници Al/Fe 240/40 mm²/mm². Во тој случај би добиле:

$$R_e = R_{T1} + R_V + R_{T2} = 0,75 + 7,5 + 0,75 = 9 \Omega;$$

$$X_e = X_d + X_{T1} + X_V + X_{T2} = 290 + 24 + 24 + 24 = 362 \Omega,$$

па за односот X_e/R_e ќе добиеме вредност $X_e/R_e = 362/9 \approx 40$. Ако претпоставиме дека активното оптоварување изнесува $P_p = 40 \text{ MW}$, тогаш за разни вредности на факторот на моќност $\cos \varphi_p$ ќе добиеме:

$\cos \varphi_p$	$Q_p \cdot X_e / P_p \cdot R_e$
0,95	$4760/360 = 13,2$
0,90	$7013/360 = 19,5$
0,80	$10860/360 = 30,0$

Оттука сам по себе се наметнува **заклучокот** дека:

СО ПРОМЕНА НА ПРЕНЕСУВАНАТА РЕАКТИВНА МОЌНОСТ Q ШТО ТЕЧЕ НИЗ ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ ЌЕ МОЖЕМЕ ДА ЈА МЕНУВАМЕ ЗАГУБАТА НА НАПОН И НА ТОЈ НАЧИН ДА ВЛИЈАЕМЕ ВРЗ НАПОНОТ КАЈ ПОТРОШУВАЧОТ, ОДНОСНО ДА ВРШИМЕ РЕГУЛАЦИЈА НА НАПОНОТ.

Менувањето на пренесуваната реактивна моќност во овој случај се врши со помош на синхрониот компензатор или кондензаторската батерија, инсталирани на крајот, кај потрошувачот (сл. 3.8 б), т.е. со инјектирање на реактивна моќност. И навистина, ако синхрониот компензатор работи во режим на надвозбуда, тој ќе произведува некоја реактивна моќност Q_{SK} , поради што дел од потребите на реактивна моќност на потрошувачот ќе се задоволат на лице место и низ преносниот систем ќе тече моќноста $\underline{S} = P_p + j(Q_p - Q_{SK})$, поради што ќе дојде до намалување на загубата на напон:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R_e + (Q_p - Q_{SK}) \cdot X_e}{U_n}. \quad (3.13)$$

Соодветно на тоа, напонот кај потрошувачот ќе порасне од вредноста U_p на новата вредност U'_p која (при неизменета возбуда на генераторот) приближно ќе изнесува:

$$U'_p = U_p + \frac{Q_{SK} \cdot X_e}{U_n}. \quad (3.14)$$

Доколку пак синхронизираниот компензатор SK работи во режимот на подвозбуда, тогаш тој ќе зема од мрежата определена реактивна моќност Q_{SK} , поради што загубата на напон во преносниот систем ќе се зголеми и ќе изнесува:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot R_e + (Q_p + Q_{SK}) \cdot X_e}{U_n}, \quad (3.15)$$

и соодветно на тоа, напонот кај потрошувачот ќе добие нова вредност $U_p'' < U_p$:

$$U_p'' = U_p - \frac{Q_{SK} \cdot X_e}{U_n}. \quad (3.16)$$

Од досега реченото произлегува дека со регулацијата на генерираната реактивна моќност Q_{SK} на компензаторот (која се врши со измена на неговата возбудна струја) загубата на напон во преносниот систем е можно е да се менува во широки граници, а со самото тоа и да се регулира напонот U_p кај потрошувачот.

Всушност, **инјектирањето** на реактивна моќност во принцип претставува средство за прераспределба на реактивните моќности во ЕЕС.

На пример, ако кај SK од системот на сликата 3.8 дојде до зголемување на произведуваната реактивна моќност за износ Q_{SK} , тогаш од условите за баланс на реактивни моќности (потрошувачката Q_p практично нема да се измени бидејќи таа исклучиво зависи од потрошувачот) ќе мора да дојде и до соодветно намалување на произведената реактивна моќност од генераторот G за износ:

$$\Delta Q \approx Q_{SK},$$

односно ќе дојде до прераспределба на произведените реактивни моќности. Се разбира, тоа ќе предизвика и измена на тековите на реактивни моќности во системот, а со самото тоа ќе дојде и до измена на напонските прилики не само кај потрошувачот туку во целиот систем.

Регулацијата на напоните во мрежите со измена на тековите на реактивни моќности може да се оствари и со примена на **кондензаторски батерии**. По своето дејство, кондензаторските батерии се еквивалентни на синхрон компензатор кој работи во режимот на надвозбуда. Тие можат само да произведуваат, но не и да трошат (апсорбираат) реактивна моќност. Затоа регулација на напонот со помош на кондензаторска батерија може да се врши само во една насока – во насоката на зголемување на напонот.

Сепак, и покрај споменатиот недостаток (немањето можност за континуирана, туку **степенеста регулација**, што е исто така битен недостаток на кондензаторските батерии), поради нивната релативно ниска цена, едноставното одржување и ред други погодности, батериите во денешно време се користат во SN мрежи (6 kV, 10 kV, 20 kV и 35 kV) и во NN мрежи (220/380 V и 500 V) и како помошно средство за регулација на напонот, но првенствено како средство за подобрување на техничко-економските показатели на работата на електроенергетските мрежи (поправка на факторот на моќност).

Регулација на напоните во ЕЕС може да се оствари и со **прераспределба** на произведуваните реактивни моќности меѓу изворите во системот. Меѓутоа, пред да преминеме на овој начин на регулација да се вратиме на примерот од сл. 3.8, кога потрошувачот е напојуван од само еден извор (електрана). На сликата 3.9 е прикажана упростената еднофазна заменска шема на посматраниот систем, во која генераторот G е претставен со е.м.с E_o зад синхроната реактанција X_d . Со оглед на фактот дека е $X_e \gg R_e$, ќе имаме:

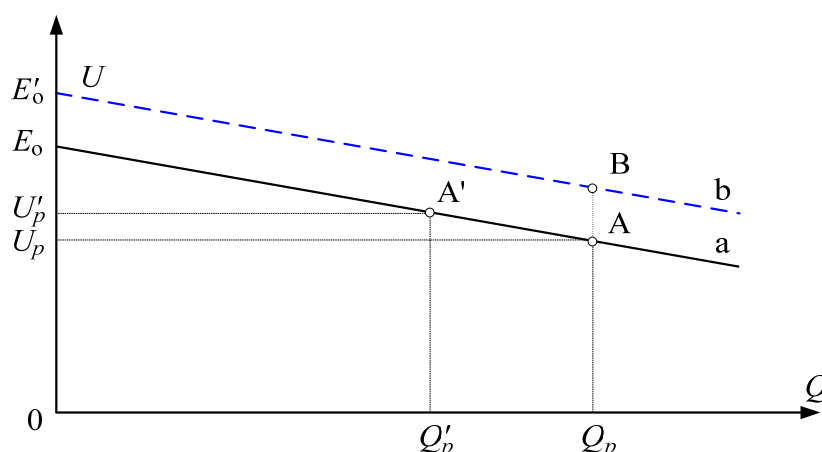
$$\frac{P_p \cdot R_e}{U_n} \ll \frac{Q_p \cdot X_e}{U_n},$$

па приближно ќе можеме да пишуваме:

$$E_o \approx U_p + \frac{P_p \cdot R_e + Q_p \cdot X_e}{U_n} \approx U_p + \frac{Q_p \cdot X_e}{U_n}, \quad (3.17)$$

односно

$$U_p = E_o - \frac{Q_p \cdot X_e}{U_n}. \quad (3.18)$$



Слика 3.10. U - Q карактеристика на потрошувач (потрошувачки центар)

Последната релација ја дава таканаречената " U - Q " карактеристика која претставува зависност меѓу напонот U_p кај потрошувачот и реактивната моќност Q_p што ја произведува синхронизираниот генератор G. Како што е графички прикажано на сл. 3.10 (крива "a"), таа зависност е приближно линеарна.

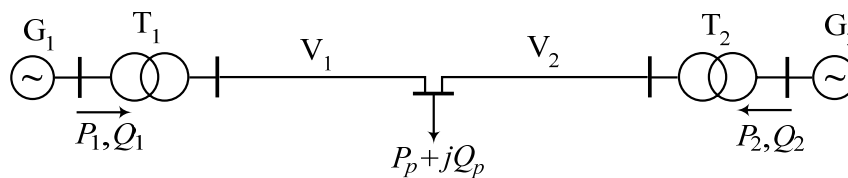
Во работната точка "A" генераторот G произведува реактивна моќност Q_p и напонот при потрошувачот изнесува U_p . Ако дојде до измена на пренесуваната реактивна моќност, на пример поради инјектирање на реактивна моќност Q_{SK} кај потрошувачот, ќе дојде до измена (т.е. намалување) на произведената реактивна моќност на генераторот од вредноста Q_p на вредноста $Q'_p \approx Q_p - Q_{SK}$.

Во тој случај на U - Q карактеристиката ќе добиеме нова работна точка "A'", на која, како што гледаме, ѝ одговара и соодветна нова вредност на напонот $U'_p > U_p$. Тоа значи дека во новата состојба дошло до

перераспределба на реактивните моќности, при што, генераторот G произведува помала реактивна моќност, но потрошувачот пак ја добива бараната моќност Q_p , но при друг, повисок напон U'_p . Притоа претпоставуваме дека за цело време генераторот G работи со константна возбуда ($E_0 = \text{const}$).

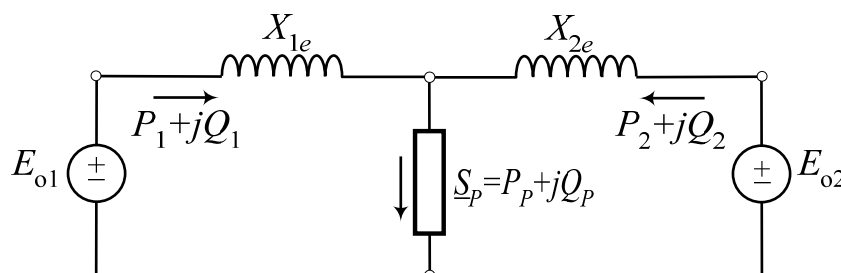
Доколку пак на генераторот G , којшто оддавал реактивна моќност Q_p , му ја зголемиме возбудната струја, односно внатрешната емс E_0 на нова вредност $E'_0 = E_0 + \Delta E$, тогаш ќе добиеме друга $U-Q$ карактеристика (крива "b"), прикажана со испрекинатата линија на сл. 3.10. Се разбира дека потрошувачот независно од тоа, ќе ја зема и понатаму истата реактивна моќност од мрежата Q_p , меѓутоа, сега ќе дојде до зголемување на напонот кај потрошувачот (а и во другите точки од системот) од вредноста U_p на вредноста $U_p + \Delta E$ (работна точка "B").

Не е на одмет да напоменеме дека покрај веќе споменатите занемарувања, во досега вршените анализи редовно ги занемарувавме и загубите на реактивната моќност во системот ΔQ , што ја упростува, но не ја менува физичката слика на проблемот.



Слика 3.11. Потрошувач напојуван од два генератори

Во реалноста ретко кога наидуваме на случајот потрошувач да се напојува од само еден извор. Обично потрошувачите се приклучени на заедничката мрежа од ЕЕС и на тој начин се сврзани со поголем број извори. Во таквиот случај проблемот е знатно посложен и добива друго обележје. За упростување, ние ќе разгледуваме состојба кога потрошувачот "P" се напојува од два извора G_1 и G_2 (сл. 3.11), а и понатаму ќе ги правиме истите упростувања и занемарувања што ги правевме и досега. Значи, ќе сметаме дека потрошувачот "P" со моќност $S_p = (P_p + jQ_p)$ преку две еквивалентни реактанции X_{1e} и X_{2e} прима моќности $(P_1 + jQ_1)$ и $(P_2 + jQ_2)$ од секој од генераторите, при што важи (со занемарување на загубите):

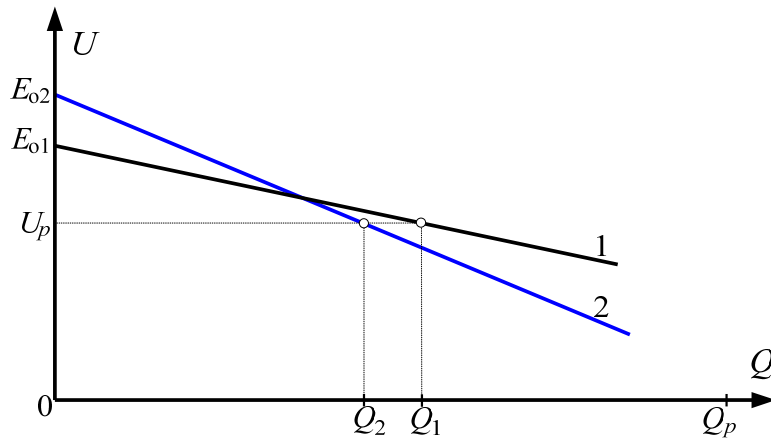


Слика 3.12. Еднофазна заменска шема на системот од сл. 3.11

$$P_p = P_1 + P_2 ; \quad Q_p = Q_1 + Q_2 .$$

Ако сега за секој од генераторите ги нацртаме U - Q карактеристиките на ист дијаграм, ќе ја добиеме сликата 3.13. Бидејќи напонот U_p е заеднички за двете карактеристики, а покрај тоа мора да биде исполнет условот за баланс на реактивни моќности, т.е. $Q_1 + Q_2 = Q_p = \text{const.}$, произлегува дека за дадениот систем вредноста U_p на напонот кај потрошувачот, како и вредностите Q_1 и Q_2 што ќе ги произведуваат обата генератора, се еднозначно определени. Нив можеме да ги добиеме по графички пат, како што е тоа прикажано на сл. 3.13.

Нека сега ја зголемиме возбудната струја на генераторот G_2 . Соодветно на тоа ќе дојде до зголемување на неговата внатрешна емс E_{02} за износ ΔE_2 , т.е.



Слика 3.13. U - Q карактеристика на потрошувач, напојуван од два извора.

$$E'_{02} = E_{02} + \Delta E_2 .$$

Зголемувањето на возбудата на овој генератор ќе предизвика појава на дополнителна **струја на урамнотежување** I_{ur} , која ќе тече од генераторот G_2 кон генераторот G_1 .

Согласно **принципот на суперпозиција**, струјата на урамнотежување I_{ur} ќе се пресметува според релацијата:

$$I_{ur} = \frac{\Delta E_2}{(\underline{Z}_{1e} + \underline{Z}_{2e})} \approx \frac{\Delta E_2}{j(X_{1e} + X_{2e})} = -jI_{ur}$$

и со оглед на односот $R_e \ll X_e$ има речиси чисто индуктивен карактер. Значи, струјата I_2 при генераторот G_2 ќе се измени по зголемувањето на возбудата и ќе добие нова вредност I'_2 :

$$I'_2 = I_2 + I_{ur} = I_2 - jI_{ur} ,$$

додека кај генераторот G_2 ќе имаме:

$$I'_1 = I_1 - I_{ur} = I'_1 = I_1 + jI_{ur} .$$

Согласно на тоа ќе добиеме:

$$S'_2 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot (I'_2)^* = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot (I_2 - jI_{ur})^* = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2^* + j\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_{ur} ,$$

или:

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + j\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_{ur} = \underline{S}_2 + j\Delta Q_{ur},$$

т.е.

$$Q'_2 = Q_2 + \Delta Q_{ur}. \quad (3.19)$$

На сличен начин ќе добиеме дека реактивната моќност кај генераторот G_1 ќе се измени и ќе добие нова вредност:

$$Q'_1 = Q_1 - \Delta Q_{ur}. \quad (3.20)$$

Од овде може да заклучиме дека со измена на возбудата кај еден од синхроните генератори доаѓа до прераспределба на произведуваната реактивна моќност, но притоа билансот на моќности во системот останува неизменет, т.е.

$$Q'_1 + Q'_2 = Q_1 + Q_2 = Q_p. \quad (3.21)$$

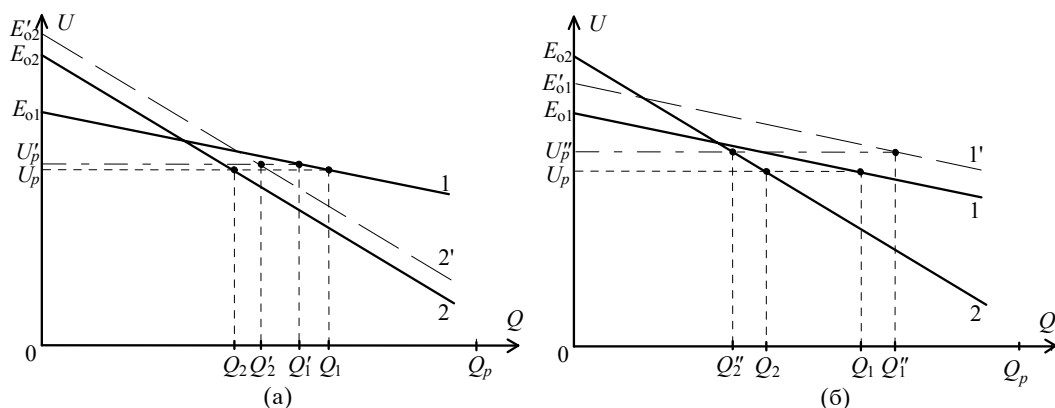
Значи, ако произведуваната реактивна моќност кај едниот генератор се зголеми за износ ΔQ , за ист износ (се разбира приближно) ќе се намали реактивната моќност што ја произведува другиот (другите) генератор(и).

Зголемувањето на возбудата кај генераторот G_2 на $U-Q$ дијаграмот ќе значи зголемување на е.м.с E_{02} на вредност E'_{02} , т.е. транслаторно поместување на карактеристиката "2" нагоре, како што е тоа прикажано на сл. 3.14.а.

Со измената на возбудата кај генераторот G_2 истовремено доаѓа и до зголемување на оддаваната реактивна моќност Q_2 на вредност:

$$Q'_2 = Q_2 + \Delta Q$$

и до намалување на моќноста Q_1 на новата вредност $Q'_1 = Q_1 - \Delta Q$.



Слика 3.14. Промена на распределбата на реактивни моќности и промена на напоните во системот со измена на возбудната струја кај синхроните генератори.

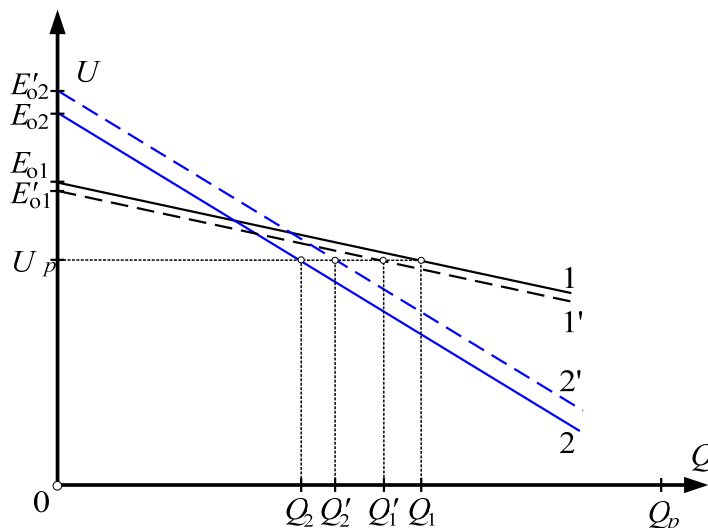
Како што може да се види од сликата 3.14 а, во новиот режим на работа доаѓа и до зголемување на напонот кај потрошувачот од вредноста U_p

на новата вредност $U'_p > U_p$. Слично, доколку дојдеше до зголемување на возбудата кај генераторот G_1 , ќе се добиеше нов режим во којшто ќе имавме нови вредности на моќностите и напонот (сл. 3.14 б):

$$Q_1'' = Q_1 + \Delta Q; \quad Q_2'' = Q_2 - \Delta Q; \quad U_p'' > U_p.$$

Заклучоците кои тукушто ги изведовме можат да се воопштат и на **произволен систем** со повеќе генератори и потрошувачи. Измената на возбудата кај било кој од изворите ќе предизвика прераспределба на произведуваните реактивни моќности меѓу изворите. Тоа ќе доведе до измена на тековите на реактивните моќности во системот и како последица на тоа ќе се добие нова распределба на напони во системот. Притоа **зголемувањето на возбудата ќе доведе до покачување**, додека пак намалувањето на возбудата ќе предизвика снижување **на напоните во системот**.

Да се вратиме повторно на разгледуваниот систем од сликата 3.11. Ја разгледуваме ситуацијата кога поради зголемувањето на возбудата од генераторот G_2 дошло до прераспределба на произведуваните реактивни моќности и до покачување на напонот U_p на вредноста U'_p . Доколку сакаме напонот U'_p повторно да го вратиме на првобитната вредност U_p , ќе биде потребно возбудата на генераторот G_1 да ја намалиме така што неговата карактеристика $U-Q$ ќе премине во нова положба "1'", како што е тоа прикажано на сликата 3.15. Значи, доколку сакаме да извршиме прераспределба на генерираните реактивни моќности меѓу генераторите при неизменет товар Q_p и неизменет напон кај потрошувачот U_p , потребно ќе биде да се изврши соодветна измена на возбудата кај *обата* генератора, но во *спротивни насоки*. Доколку вршиме измена (регулација) само кај едниот генератор, тогаш задолжително ќе дојде до измена на напонот U_p .



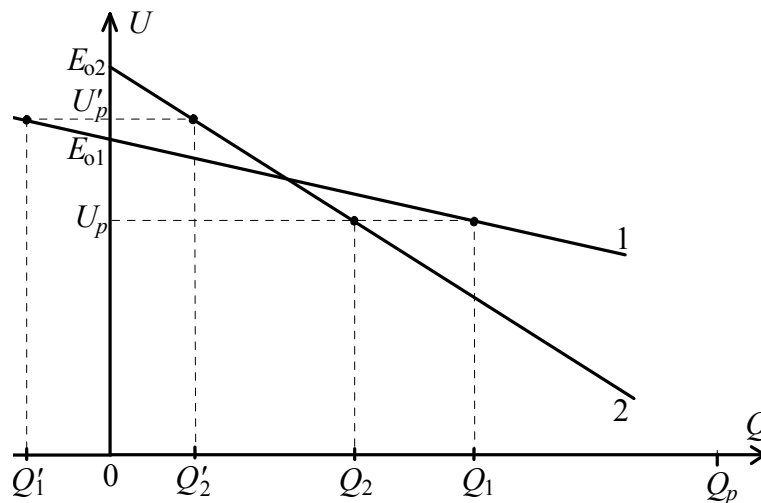
Слика 3.15. Регулација на напонот во двомашински систем со прераспределба на произведените реактивни моќности.

Да го разгледаме сега случајот кога во системот, во којшто генераторите давале моќности Q_1 и Q_2 ($Q_1 + Q_2 = Q_p$) и напонот кај потрошувачот имал вредност U_p , дошло до исклучување на потрошувачот ($\underline{S}'_p = P'_p + jQ'_p = 0$). Во тој случај, како што се гледа од сликата 3.16, ќе дојде до пораст на напонот U_p на вредноста U'_p без никаков зафат во возбудните кругови на генераторите. И во ваквиот режим ќе биде постигнат балансот на реактивните моќности:

$$Q'_1 + Q'_2 = Q'_p = 0,$$

т.е.

$$Q'_2 = -Q'_1.$$



Слика 3.16. Измена на напонот при потрошувачот во случај на негово исклучување.

Во овој режим генераторот G_2 , којшто има поголема внатрешна емс E_{o2} , произведува реактивна моќност Q'_2 и ја испраќа кон генераторот G_1 со помала внатрешна емс E_{o1} .

Во реалните ЕЕС односите не се така едноставни како што тоа изгледа на прв поглед. Пред сè, $U-Q$ карактеристиките не се сосема прави, а освен тоа во секој потрошувачки јазел стрмнината на карактеристиката $U-Q$ е различна, што зависи како од конфигурацијата така и од структурата на системот. Освен тоа, тековите на активните моќности имаат определено влијание врз напонските прилики во системот (што досега беше занемарувано) итн. Во општ случај, може да се каже дека напонот U во некој јазел од системот зависи како од активната така и од реактивната моќност во тој јазел, т.е.

$$U = \Phi(P, Q).$$

Ако во некој јазел активната моќност P се измени за износ dP , а реактивната моќност Q се измени за износ dQ , тогаш и напонот U во истиот тој јазел ќе се измени за некоја вредност dU . Притоа за бесконечно мали прирасти на dP и dQ , важи:

$$dU = \frac{\partial U}{\partial P} \cdot dP + \frac{\partial U}{\partial Q} \cdot dQ, \quad (3.22)$$

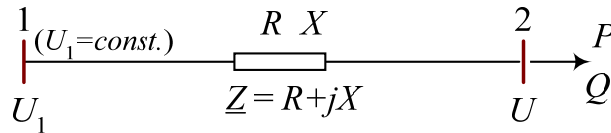
или, со оглед на односите:

$$\frac{\partial U}{\partial P} \cdot \frac{\partial P}{\partial U} = 1 \text{ и } \frac{\partial U}{\partial Q} \cdot \frac{\partial Q}{\partial U} = 1$$

добиваме:

$$dU = \frac{dP}{\partial P / \partial U} + \frac{dQ}{\partial Q / \partial U}. \quad (3.23)$$

Од последниот израз заклучуваме дека измената на напонот во некој јазел не зависи само од измените на оптоварувањето туку и од големините $\partial P / \partial U$ и $\partial Q / \partial U$, кои пак од своја страна во најголема мера зависат од параметрите и конфигурацијата на мрежата. Така, на пример, за случај на вод со параметри R и X , оптоварен на крајот со моќност $\underline{S} = P + jQ$ и со познат напон на почетокот U_1 , за напонот на неговиот крај U важи (приближно):



$$U \approx U_1 - \frac{(P \cdot R + Q \cdot X)}{U}$$

односно:

$$U \cdot (U_1 - U) - P \cdot R - Q \cdot X = 0,$$

од каде добиваме

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial U} &= \frac{U_1 - 2U}{R} \approx \frac{U_n - 2U_n}{R} \approx -\frac{U_n}{R}; \\ \frac{\partial Q}{\partial U} &= \frac{U_1 - 2U}{X} \approx -\frac{U_n}{X} = -K_U. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Од последните изрази можеме да заклучиме дека големините $\partial P / \partial U$ и $\partial Q / \partial U$ се, со оглед на релацијата $U_1 \approx U \approx U_n$, секогаш негативни. Тоа значи дека на позитивните прирасти на оптоварувањето во посматраниот јазел соодветствува негативен прираст на напонот U во истиот тој јазел. Притоа, со оглед на вообичениот однос $X \gg R$, добиваме дека е $|\partial Q / \partial U| \ll |\partial P / \partial U|$.

Коефициентот $K_U = -\partial Q / \partial U$, дефиниран со (3.24) во ЕЕС има многу поголемо значење отколку големината $\partial P / \partial U$. Него можеме да го добиеме или **со електрични пресметки** или **директно, со мерење во самата мрежа** односно на **мрежен анализатор**. Во последниот случај тој се определува со инјектирање на реактивна моќност во мрежата (моделот) во посматраниот јазел. Ако инјектираната реактивна моќност ΔQ предизвика измена на напонот во истиот јазел за износ ΔU , тогаш ќе биде:

$$K_U = \frac{\Delta Q}{\Delta U}.$$

Од последниот израз (3.24) заклучуваме дека **коэффициентот K_U зависи од реактанцијата на водот X** . За поголема реактанција X коэффициентот K_U ќе биде помал и обратно. Последното може да се воопшти и на случај кога посматраната точка е сврзана со повеќе јазли во една сложена мрежа. Што е бројот на водовите и другите елементи поврзани со точката поголем, помала ќе биде **еквивалентната реактанција X_e** во посматраниот јазел и поголем ќе биде коэффициентот K_U , а тоа значи дека напонот во посматраната точка е помалку зависен од оптоварувањето – и обратно.

Постои релација помеѓу коэффициентот K_U и струјата I_{k3} , односно моќноста S_{k3} на трифазна куса врска за секој јазел во мрежата. Имено, во случај на празен од на системот при $U = U_n$, струјата I_{k3} на трифазна куса врска зависи од еквивалентната (влезната) реактанција X_e во посматраниот јазел, т.е.

$$\begin{aligned} I_{k3} &= \frac{U_{nf}}{X_e} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot X_e}; \\ S_{k3} &= \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3} = \frac{U_n^2}{X_e}. \end{aligned} \quad (3.25)$$

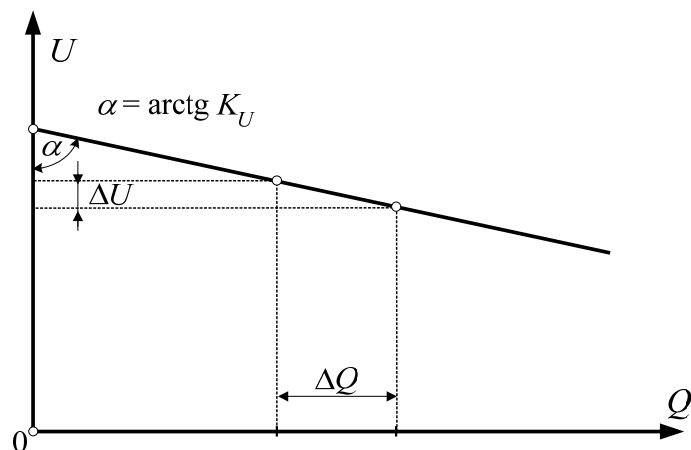
Ако се вратиме сега на изразот (3.24) и ставиме $U_1 = U = U_n$ (празен од), ќе добиеме:

$$K_U = \frac{2U_n - U_n}{X_e} = \frac{U_n}{X_e},$$

или, со оглед на (3.25), добиваме:

$$K_U = \frac{S_{k3}}{U_n} = \sqrt{3} \cdot I_{k3}. \quad (3.26)$$

Релацијата (3.26) важи во општ случај, за секој јазел од мрежата, независно од нејзината конфигурација. На тој начин, познавајќи ги струите (моќностите) на трифазна куса врска во поедините јазли од системот, лесно можеме да ги пресметаме коефициентите K_U за секој од нив и на тој начин да добиеме корисна информација за зависноста на напоните од инјектираните реактивни моќности за секој јазел одделно. Имено, од самата дефиниција на коэффициентот K_U следува дека карактеристиката $U-Q$ во секој јазел претставува (приближно) права линија со коэффициент на наклон $\operatorname{tg} \alpha = K_U$, како што е тоа прикажано на сликата 3.17.



Слика 3.17. U - Q карактеристика на јазел во произволно сложен систем

Така на пример, ако струјата I_{k3} на трифазна куса врска во некој јазел од мрежата изнесува 5 kA, тогаш, со оглед на (3.26), приближно ќе имаме:

$$K_U = \sqrt{3} \cdot I_{k3} = 8,66 \text{ MVA} \cdot \text{kV}.$$

Тоа отприлика би значело дека доколку, на пример, реактивното оптоварување во посматраниот јазел се зголеми за $\Delta Q = 8,66 \text{ MVA} \cdot \text{kV}$, тогаш напонот во истиот јазел ќе падне за $\Delta U = 1 \text{ kV}$ и обратно. Или пак, доколку сакаме напонот во разгледуваниот јазел да го покачине за $\Delta U = 5 \text{ kV}$, ќе биде потребно во него да инјектираме реактивна моќност Q_c со вредност $5 \cdot 8,66 = 43,3 \text{ MVA} \cdot \text{kV}$.

Пример. Во една TS 110/10 kV/kV се инсталирани два идентични, паралелно врзани, трансформатора, од коишто едниот служи како резерва и е нормално исклучен од погонот. Во посматраниот режим, значи, работи само еден трансформатор и притоа тој е оптоварен со моќност $\underline{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = (52 + j18) \text{ MVA}$ при напон $U_2 = 10,2 \text{ kV}$. Позната е моќноста на трифазна куса врска за собирниците 1: $S_{k3} = 2500 \text{ MVA}$.

- а) Да се пресметаат коефициентите k_{U1} и k_{U2} за високонапонската (примарната) собирница "1" и среднонапонската (секундарната) собирница "2" и да се определат U - Q к-ките за обете собирници.
- б) Да се процени колкави ќе бидат новите вредности на напоните U_1 и U_2 ако дојде до испад на еден од изводите што се напојуваат од собирниците "2" со што сумарната моќност на оптоварување на трансформаторот се намали на вредноста $\underline{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = (32 + j10) \text{ MVA}$.
- в) Колкави ќе бидат коефициентите k_{U1} и k_{U2} ако се вклучи и вториот трансформатор.

Податоци за трансформаторот:

$$U_{1n}/U_{2n}=110/10,5 \text{ kV/kV};$$

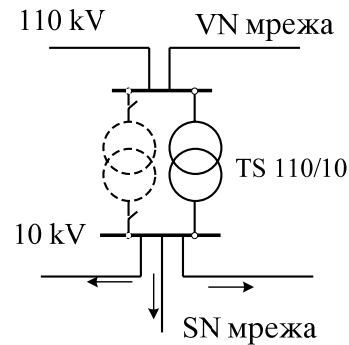
$$S_n=63 \text{ MVA};$$

$$u_k\%=12\%;$$

$$i_0\%=0,2\%$$

$$\Delta P_{Cun}=750 \text{ kW};$$

$$\Delta P_{Fe}=165 \text{ kW}.$$



Решение:

Најнапред ќе ги пресметаме параметрите на трансформаторот R_T и X_T , сведени на ВН страна (значи $U_n = U_{1n} = 110 \text{ kV}$):

$$k_n = \frac{U_{1n}}{U_{2n}} = \frac{110}{10,5} = 10,4762;$$

$$R_T = \Delta P_{Cun} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} = 0,75 \cdot \frac{110^2}{63^2} = 2,2865 \Omega;$$

$$Z_T = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{12}{100} \cdot \frac{110^2}{63} = 23,0476 \Omega;$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = 22,934 \Omega; \quad (X_T / R_T = 10,03).$$

а) Случај кога работи само еден трансформатор

Тргувајќи од познатиот напон $U_2 = 10,2 \text{ kV}$, односно неговата сведена вредност кон примар $U'_2 = k_n \cdot U_2 = 106,857 \text{ kV}$, за посматраниот режим лесно можеме да го пресметаме напонот U_1 на примарната страна, т.е. на ВН собирница "1":

$$\underline{U}_2 = U_2 \cdot e^{j0} = 106,857 \text{ kV};$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \frac{P_2 \cdot R_T + Q_2 \cdot X_T}{\underline{U}_2^*} + j \frac{P_2 \cdot X_T - Q_2 \cdot R_T}{\underline{U}_2^*} = 111,892 \cdot e^{j1,867^\circ} \text{ kV}.$$

Загубите на моќност во трансформацијата ќе бидат:

$$\Delta P_{Fe} = 0,165 \text{ MW}; \quad \Delta Q_{Fe} = \frac{i_0\%}{100} \cdot S_n = \frac{0,25}{100} \cdot 63 = 0,1575 \text{ Mvar};$$

$$\Delta P_T = \Delta P_{Fe} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R_T = 0,771 \text{ MW};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{Fe} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X_T = 6,239 \text{ Mvar}.$$

Значи, моќноста \underline{S}_1 со која собирницата "1" го напојува трансформаторот Т ќе биде:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_T = (52 + j18) + (0,771 + j6,239) = (52,771 + j24,239) \text{ MVA}.$$

Сега можеме да пресметаме еквивалентната реактанција на ВН мрежа X_{EES} и нејзината сведена (кон секундар) вредност X''_{EES} :

$$X_{EES} = \frac{U_n^2}{S_{k3}} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \Omega; \quad X''_{EES} = \frac{X_{EES}}{k_n^2} = \frac{4,84}{10,4762^2} = 0,0441.$$

Еквивалентната реактанција X'_{2ek} на секундарната собирница "2", сведена кон примар ќе биде:

$$X'_{2ek} = X_{EES} + X_T = 4,84 + 22,934 = 27,774 \Omega,$$

додека нејзината природна вредност X_{2ek} :

$$X_{2ek} = X'_{2ek} / k_n^2 = 27,774 / 10,4762^2 = 0.2531 \Omega.$$

Според тоа, коефициентот $k_{U1} = \partial Q / \partial U$ за примарната (ВН) собирница "1" ќе биде:

$$k_{U1} = U_{1n} / X_{EES} = 110 / 4,84 = 22,727 \text{ kA},$$

додека $k_{U2} = \partial Q / \partial U$ за секундарната (ВН) собирница "2" ќе биде:

$$k_{U2} = U_{2n} / X_{2ek} = 10,5 / 0,2531 = 41,4915 \text{ kA}.$$

Понатаму, тргнувајќи од општата релација за равенка на права низ точка со познат коефициент на правецот $k_1 = -1/k_{U1}$, за U–Q карактеристиката на јазелот "1" ќе добиеме:

$$U - U_1 = k_1 \cdot (Q - Q_1).$$

Во конкретниот режим ќе имаме:

$$U_1 = 111,892 \text{ kV}; \quad Q_1 = 24,239 \text{ Mvar},$$

Со замена на вредностите за k_1 , U_1 и Q_1 во општиот израз, после неговото средување се добива следната U–Q карактеристика за јазелот "1":

$$U = -0,044 \cdot Q + 112,959 \text{ kV}.$$

На сосема идентичен начин се постапува и при определувањето на U–Q карактеристиката за јазелот "2". Притоа се добива следната карактеристика:

$$U = -0,0241 \cdot Q + 10,634 \text{ kV}.$$

б) Случај кога доаѓа до промена (намалување) на шоварој

Со промената на моќноста на оптоварувањето ќе се променат и сите напони во мрежата. Сметајќи дека варијацијата на напонот во една мрежа поради промената на активните моќности е занемарлива во споредба со онаа која се добива при промени на реактивните моќности, врз основа на последните релации, добиени за U–Q карактеристиките за јазлите "1" и "2", се добива следното.

Во новиот режим реактивната моќност на јазелот 2, согласно погоре изнесеното, ќе биде $Q_2 = 10 \text{ Mvar}$ (намалување на оптоварувањето за $\Delta P_2 = 20 \text{ MW}$ и $\Delta Q_2 = 8 \text{ Mvar}$). Слично, оптоварувањето на јазелот "1" исто така ќе се намали (приближно) за истата моќност $\Delta Q_1 = 8 \text{ Mvar}$. (Велиме "приближно" бидејќи притоа не е земено предвид намалувањето на загубите на реактивна моќност во трансформацијата. Инаку

точните пресметки покажуваат дека во новиот режим реактивната моќност во јазелот "1" изнесува $Q_1 = 12,415 \text{ Mvar}$).

Намалувањето на реактивното оптоварување на потрошувачот може да се третира како позитивна инјекција на реактивна моќност од 8 Mvar, така што од самата дефициција за коефициентите k_{U1} и k_{U2} , за прирастите ΔU_1 и ΔU_2 на напоните во овие два јазла следува:

$$\Delta U_1 = \frac{\Delta Q_1}{k_{U1}} = \frac{8}{22,727} = 0,352 \text{ kV (или 0,35\%)} \text{ и}$$

$$\Delta U_2 = \frac{\Delta Q_2}{k_{U2}} = \frac{8}{41,4915} = 0,193 \text{ kV (или 1,93\%)}.$$

Според тоа, новите вредности на напоните U_1 и U_2 ќе бидат:

$$U_1 = 111,892 + 0,352 = 112,244 \text{ kV};$$

$$U_2 = 10,2 + 0,193 = 10,393 \text{ kV}.$$

Инаку може да се покаже дека според "егзактните" пресметки, без било какви занемарувања, точните вредности на напоните се:

$$U_1 = 112,439 \text{ kV и}$$

$$U_2 = 10,441 \text{ kV}.$$

Гледаме дека разликите што постојат се сосема мали. Тоа се должи на фактот што "инјекцијата" на реактивна моќност ΔQ_1 со којашто е пресметана приближната промена на напонот ΔU_1 е помала од вистинската инјекција со којашто би требало да се работи заради фактот што во новиот режим се намалени и загубите на реактивна моќност во трансформаторот. Инаку точните пресметки покажуваат дека во новите услови моќноста Q_1 на трансформаторот ќе биде:

$$Q_1 = 12,415 \text{ Mvar},$$

што во однос на вредноста од стариот режим $Q_{1 \text{ старо}} = 24,239 \text{ Mvar}$, претставува всушност инјекција од $\Delta Q_1 = 24,239 - 12,415 = 11,824 \text{ Mvar}$.

в) Случај кога обата трансформатора работат во паралела

Еквивалентната реактанција на ВН мрежа X_{EES} нема да се измени со вклучување на вториот трансформатор, т.е. и понатаму, нејзината вредност X_{EES} и нејзината сведена (кон секундар) вредност X''_{EES} ќе останат исти:

$$X_{EES} = \frac{U_n^2}{S_{k3}} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \Omega; \quad X''_{EES} = \frac{X_{EES}}{k_n^2} = \frac{4,84}{10,4762} = 0,0441.$$

Но еквивалентната реактанција X'_{2ek} на секундарната собирница "2", сведена кон примар сега ќе се намали и ќе биде:

$$X'_{2ek} = X_{EES} + X_T / 2 = 4,84 + 11,467 = 16,307 \Omega,$$

додека нејзината природна вредност X_{2ek} :

$$X_{2ek} = \frac{X'_{2ek}}{k_n^2} = \frac{16,307}{10,4762^2} = 0,1486 \Omega.$$

Според тоа, коефициентот $k_{U1} = \partial Q / \partial U$ за примарната (ВН) собирница "1" ќе биде и понатаму истиот, т.е.:

$$k_{U1} = U_{1n} / X_{EES} = 110 / 4,84 = 22,727 \text{ kA} ,$$

додека коефициентот $k_{U2} = \partial Q / \partial U$ за секундарната (ВН) собирница "2" сега ќе биде:

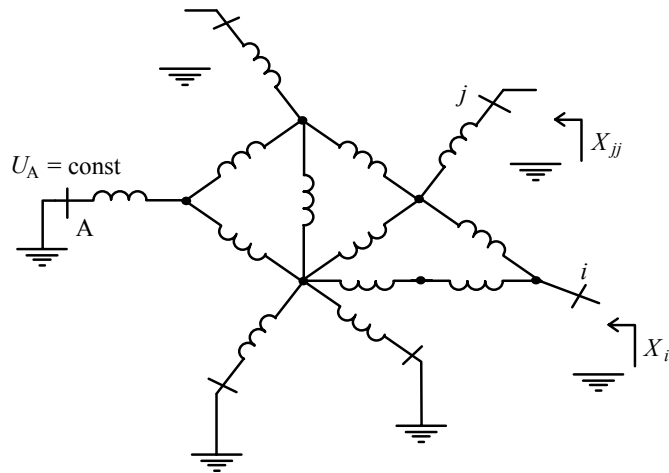
$$k_{U2} = U_{2n} / X_{2ek} = 10,5 / 0,1486 = 70,668 \text{ kA} .$$

Бидејќи со вклучувањето на вториот трансформатор во погонот вредноста на овој коефициент се зголеми, следи заклучокот дека со тоа варијациите на напонот при собирниците "2" поради промените на товарот сега ќе бидат помали.

□ □ □

Се разбира дека инјектирањето на реактивна моќност во предметниот јазел ќе предизвика извесно покачување на напоните и во останатите јазли од мрежата. Тоа ќе зависи од параметрите на елементите на мрежата и од нивната меѓусебна поврзаност. Анализата на тоа влијание нè води кон решавањето на тој проблем со помош на матрицата на импеданции (или овде реактанции) на независните јазли, која се нарекува и краткоспојна матрица и која се користи меѓу другото и за решавањето на тековите на моќности, како и за решавање на струите на куси врски во ЕЕС.

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} & \cdots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} & \cdots & \underline{Z}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Z}_{n1} & \underline{Z}_{n2} & \underline{Z}_{n3} & \cdots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix}$$



**Слика 3.18. Еквивалентна шема на ЕЕС
за добивање на матрицата \mathbf{Z}**

Матрицата \mathbf{Z} ја добиваме од шемата на самата мрежа. Слично како и кај анализите на кусите врски, најнапред ги занемаруваме активните отпорности на одделните елементи. Сите попречни гранки се исфрлаат од шемата. Потрошувачите исто така се испуштаат како и кај анализите на струите на куси врски. Е.м.с на синхроните генератори накосо ги спојуваме (премостуваме) и на тој начин ја добиваме краткоспоената мрежа во која фигурираат само реактанциите на нејзините елементи. Собирниците од мрежата, чијшто напон се регулира во погонот и се одржува на константна вредност на било каков начин, се третираат како собирници напојувани од идеален напонски генератор (идеалниот напонски генератор има внатрешна реактанција еднаква на нула), па затоа нив ги спојуваме накосо, т.е. ги "заземјуваме". Таква собирница во шемата од сл. 3.18 е собирницата "А". Не е на одмет да се потсетиме дека дијагоналните елементи од оваа матрица $\underline{Z}_{ii} = jX_{ii}$ ($i = 1, 2, \dots, n$) се влезните (еквивалентните) реактанции на кусо врзаната мрежа од сликата 3.18.

Ако во јазелот i инјектираме реактивна моќност $\Delta Q_i = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_i$, тогаш, како што знаеме, напонот во истиот јазел ќе порасне за вредноста:

$$\Delta U_i = \sqrt{3} \cdot X_{ii} \cdot I_i = \frac{X_{ii}}{U_i} \cdot \Delta Q_i,$$

или приближно:

$$\Delta U_i \approx \frac{X_{ii}}{U_n} \cdot \Delta Q_i. \quad (3.27)$$

Истовремено, од самата дефиниција на матрицата на импеданции \mathbf{Z} следува дека (со занемарување на активните отпорности) напоните во останатите јазли исто така ќе пораснат за определена вредност која се добива со помош на изразот (3.28):

$$\Delta U_j = \frac{X_{ij}}{U_i} \cdot \Delta Q_i; \quad j = 1, 2, \dots \quad (3.28)$$

Значи, во општ случај, при инјектирање на реактивна моќност Q_i во јазелот i напонот во секој јазел j ($j = 1, n$) од мрежата приближно ќе порасне за вредноста:

$$\Delta U_j \approx \Delta Q_i \cdot \frac{X_{ij}}{U_n}; \quad j = 1, 2, \dots, n. \quad (3.29)$$

Доколку во секој од јазлите вршме инјектирање на реактивна моќност, тогаш, според принципот на суперпозиција, измената на напонот U_i во произволен јазел i од мрежата ќе се пресметува со помош на изразот:

$$\Delta U_i = \frac{X_{i1}}{U_n} \cdot \Delta Q_1 + \frac{X_{i2}}{U_n} \cdot \Delta Q_2 + \dots + \frac{X_{i,n-1}}{U_n} \cdot \Delta Q_{n-1} + \frac{X_{in}}{U_n} \cdot \Delta Q_n \quad (3.30)$$

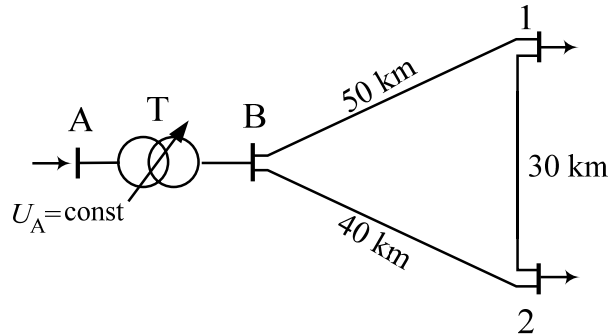
или

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n \Delta Q_j \cdot \frac{X_{ij}}{U_n}; \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.31)$$

За помалите мрежи матрицата $\mathbf{Z} = j\mathbf{X}$ може да се пресмета и рачно, со примена на разни трансфигурации и еквивалентирања на кусоврзаната мрежа составена според моделот од сликата 3.18. Меѓутоа, кај поголемите и посложени мрежи единствен практичен и можен начин за нејзиното добивање е примената на специјални матрични методи и употребата на дигитални сметачки машини.

3.6. ПРИМЕРИ

Пример 3.3. На сликата П.3.3.1 е прикажана 110 kV мрежа која се напојува од напојната точка "А". Може да се смета дека напонот во погонот кај оваа точка се држи на константна вредност.

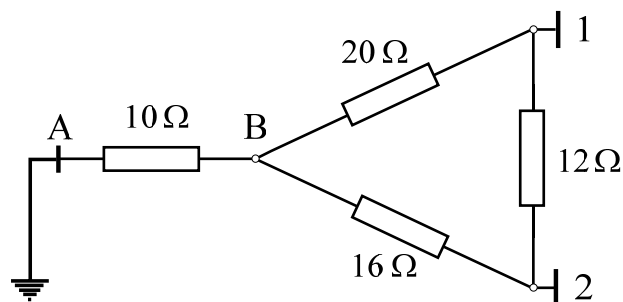


Слика П.3.3.1

Сите водови имаат ист пресек и исти параметри $\underline{z} = (r + jx) = (0,123 + j0,40) \Omega/\text{km}$. Трансформаторот Т ги има следните номинални податоци: 150 MVA; 220/110 kV/kV; $u_k = 12,5\%$; $\underline{Z}_T = (0,33 + j10) \Omega$ (сведени на 110 kV страна).

Да се пресметаат вредностите на коефициентите K_{U1} и K_{U2} за потрошувачките јазли "1" и "2". Колкави ќе бидат овие коефициенти доколку трансформаторот Т има можност за регулација под товар (RPT) така што напонот во точката "В" се одржува во погонот на константна вредност.

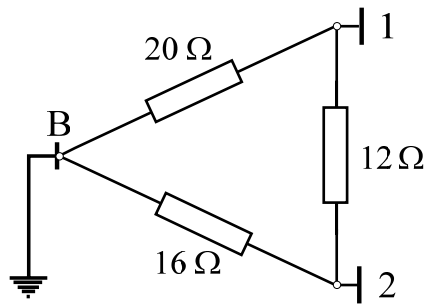
Решение:



Во случајот кога трансформаторот Т работи без можност за RPT, од шемата на краткоспоената мрежа добиваме:

$$X_{11} = 20 \parallel (20 + 16) + 10 = 21,667 \Omega \Rightarrow K_{U1} = \frac{U_n}{X_{11}} = \frac{110}{21,667} = 5,08 \frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}$$

$$X_{22} = 16 \parallel (12 + 20) + 10 = 20,667 \Omega \Rightarrow K_{U2} = \frac{U_n}{X_{22}} = \frac{110}{20,667} = 5,32 \frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}$$



Во вториот случај, кога со помош на регулационата преклопка (RPT) се врши одржување на напонот U_B на константна вредност, ќе добиеме:

$$X_{11} = 20 \parallel (20 + 16) = 11,667 \, \Omega \Rightarrow K_{U1} = \frac{U_n}{X_{11}} = \frac{110}{11,667} = 9,43 \, \frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}$$

$$X_{22} = 16 \parallel (12 + 20) = 10,667 \, \Omega \Rightarrow K_{U2} = \frac{U_n}{X_{22}} = \frac{110}{10,667} = 10,31 \, \frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}$$

Од примерот произлегува дека во вториот случај, кога трансформаторот Т е изведен како регулационен, стрмнината на карактеристиките " $U-Q$ " во потрошувачките јазли "1" и "2" ќе биде значително помала, а тоа значи дека напоните во нив значително помалку ќе варираат поради измените на оптоварувањата во мрежата.

Пример 3.4. Регионална трансформаторска станица (TS) за снижување на напонот се напојува преку 110 kV далекувод од напојната точка "А". Во TS се инсталирани два идентични трансформатори од по 31,5 MVA, со преносен однос $110 \pm 4 \times 2,5\% / 11 \text{ kV/kV}$, за кои што ги знаеме следните податоци (кои се однесуваат на еден трансформатор): 31,5 kV; $u_k = 8\%$; $\Delta P_{Cum} = 180 \text{ kW}$; $R_T = 2,2 \, \Omega$; $X_T = 30,73 \, \Omega$ (сведени на VN страна). Водот V ги има следните параметри:

$$\underline{z} = r + jx = 0,123 + j0,40 \, \Omega/\text{km}; l = 50 \text{ km}; \underline{Z}_V = R_V + X_V = 6,25 + j20 \, \Omega.$$

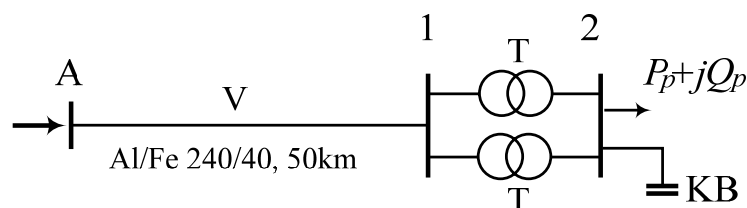
Моќноста на потрошувачот напојуван од TS се менува и изнесува:

- во режим на максимално оптоварување:

$$P_{\max} = 40 \text{ MW}; Q_{\max} = 20 \text{ Mvar};$$

- во режим на минимално оптоварување:

$$P_{\min} = 20 \text{ MW}; Q_{\min} = 12,5 \text{ Mvar}.$$



Напонот во напојната точка "А" исто така се менува и во двата карактеристични режима на работа неговата вредност изнесува:

$$U_{A(\max)}=110 \text{ kV}, \quad U_{A(\min)}=113 \text{ kV}.$$

За да се подобрат напонските прилики кај потрошувачот, се предвидува инсталирање на кондензаторска батерија (КВ) при 10 kV собирници од TS, со можност за регулација.

Да се избере коефициентот на трансформација k на трансформаторите и да се одреди најмалата вредност на инсталираната моќност Q_{KB} на КВ за да постигнеме, во режимот на максималното и минималното оптоварување, напонот на 10 kV собирници да изнесува: $U_{2o(\max)} = 10,5 \text{ kV}$, $U_{2o(\min)} = 10,0 \text{ kV}$.

Решение:

Вредноста на напонот кај потрошувачот, сведена на VN страна, во двата карактеристични режима ќе изнесува:

$$U'_{2(\max)} = U_{A(\max)} - \frac{P_{\max} \cdot R_e + Q_{\max} \cdot X_e}{U_n} = 110 - 9,1 = 100,9 \text{ kV},$$

$$U'_{2(\min)} = U_{A(\min)} - \frac{P_{\min} \cdot R_e + Q_{\min} \cdot X_e}{U_n} = 113 - 5,36 = 107,64 \text{ kV}.$$

Притоа имаме:

$$R_e = R_V + R_T/2 = 6,25 + 1,1 \, \Omega; \quad X_e = X_V + X_T/2 = 20 + 15,36 \, \Omega.$$

Кондензаторите можат само да генерираат реактивна моќност и регулација на напонот со помош на КВ може да се врши само во една насока. Затоа, во режим на минимално оптоварување ќе биде потребно КВ на NN собирници од TS да се исклучува од работа, а во режим на максимално оптоварување треба да бидат вклучени сите степени од батеријата. Заради тоа коефициентот на трансформација k на обата трансформатора ќе го избереме така, што напонот $U_{2(\min)}$ кај 10 kV собирници во режимот на минимално оптоварување ќе ја добие бараната вредност $U_{2o(\min)}=10 \text{ kV}$.

За да биде постигнат условот $U_{2(\min)} = U_{2o(\min)}$, коефициентот на трансформација ќе треба да изнесува:

$$k_o = \frac{U'_{2(\min)}}{U_{2o(\min)}} = \frac{107,64}{10,0} = 10,764.$$

На оваа вредност на коефициентот на трансформација ч одговара дополнителен отцеп α_o :

$$\alpha_o = \left(\frac{k_o}{k_n} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{10,764}{110/11} - 1 \right) \cdot 100 = 7,64\%.$$

Најблиската вредност на додатниот отцеп што може да се постигне изнесува: $\alpha = 3 \times 2,5 = 7,5\%$. Неа ѝ одговара коефициент на трансформација k :

$$k = k_n \cdot (1 + \alpha / 100) = 10 \cdot (1 + 7,5 / 100) = 10,75.$$

Во тој случај, за вака избраниот преносен однос, ќе добиеме:

$$U_{2(\min)} = U'_{2(\min)} / k = 107,64 / 10,75 = 10,01 \text{ kV},$$

$$U_{2(\max)} = U'_{2(\max)} / k = 100,9 / 10,75 = 9,39 \text{ kV}.$$

Доколку во режимот на максимално оптоварување сакаме да добиеме напон $U_{2(\max)} = U_{2o(\max)} = 10,5 \text{ kV}$, потребно ќе биде да инјектираме одредена реактивна моќност ΔQ , со што ќе се добие покачување на напонот за износ:

$$\Delta U = 10,5 - 9,39 = 1,11 \text{ kV}.$$

Приближната вредност на потребната реактивна моќност ќе биде:

$$\Delta Q = \Delta U \cdot U_{2o(\max)} / X_e'' = 1,11 \cdot 10,5 / 0,2923 = 40 \text{ Mvar},$$

$$\text{каде: } X_e'' = X_e / k^2 = 35,36 / 10,75^2 = 0,2923 \Omega.$$

Значи, ако со Q_{KB} ја означиме номиналната моќност на кондензаторската батерија (KB) (а тоа е реактивната моќност што кондензаторската батерија ја произведува при $U = U_n$), тогаш, со оглед на изразот:

$$\Delta Q = Q_{\text{KB}} \cdot \left(\frac{U_{2o}}{U_n} \right)^2,$$

ќе ја добиеме потребната моќност:

$$Q_{\text{KB}} = \Delta Q \cdot \left(\frac{U_n}{U_{2o}} \right)^2 = 40 \cdot \left(\frac{10}{10,5} \right)^2 = 36,2 \text{ Mvar}.$$

Според тоа, инсталираната моќност на KB треба да изнесува најмалку 36,2 Mvar и во режимот на максимално оптоварување батеријата ќе треба да произведува 40 Mvar за да се задоволат поставените барања во поглед на напонот кај потрошувачот.

Во тој случај, бидејќи е $\Delta Q > Q_{\max}$, при 10 kV собирници ќе се јави "вишок" на реактивна моќност од $40 - 20 = 20 \text{ Mvar}$. Оваа реактивна моќност ќе тече од потрошувачот спрема напојната точка "А" и ќе предизвика зголемување на загубите на моќност и енергија во преносот. Ваквата појава се нарекува **прекомпензација** и, како што можеме да заклучиме, таа ја влошува економичноста во погонот и ваквиот начин на регулација на напонот, во случајов, се покажува неекономичен. Поради тоа во мрежите се врши само делумна компензација, т.е. поправка на факторот на моќност на вредност блиска до единица. Ако на пример, во случајов, усвоиме целосна компензација на товарот, т.е. $\Delta Q = Q_{\max} = 20 \text{ Mvar}$ ($\cos \varphi = 1$), тогаш би добиле дека напонот на 10 kV собирници во режимот на максимално оптоварување ќе изнесува $U_{2(\max)} = 9,98 \text{ kV}$, т.е. за 0,52 kV, односно за приближно 5% помалку од вредноста што сакаме да ја добиеме. Доколу со вака постигнатата вредност на напонот не сме задоволни, ќе бидат потребни и додатни зафати или пак примена на други средства за регулација на напонот.

Ако на пример, во случајов, напонот во напојната точка "А" се одржува на константна вредност $U_A=113 \text{ kV}$, независно од оптоварувањето (на пример, со примена на регулационен трансформатор), тогаш за истиот коефициент на трансформација $k=10,75$ кај трансформаторите Т ќе добиеме (без инјектирање на реактивна моќност со помош на КВ):

$$U_{2(\max)} = 9,74 \text{ kV}, \quad U_{2(\min)} = 10,01 \text{ kV}.$$

Лесно може да се покаже дека во ваквиот случај, условот $U_{2(\max)} = U_{20} = 10,5 \text{ kV}$ ќе го постигнеме со инјектирање на само 30 Mvar ($Q_{KB} = 27,2 \text{ Mvar}$), но тоа повторно би довело до прекомпензација. Меѓутоа, ако се одлучиме на целосна компензација на товарот ($\Delta Q = Q_{\max} = 20 \text{ Mvar}$, т.е. $\cos \varphi = 1$), ќе добиеме дека во режимот на максимално оптоварување напонот на 10 kV собирници ќе има вредност $U_{2(\max)} = 10,31 \text{ kV}$, што е многу блиску до бараните 10,5 kV.

Пример 3.5. Дадена е 35 kV надземна мрежа која напојува два потрошувача. Во режимот на максимално оптоварување потрошувачите земаат од мрежата моќности:

$$\underline{S}_{1\max} = (7,5 + j3,63) \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{2\max} = (5 + j3,75) \text{ MVA},$$

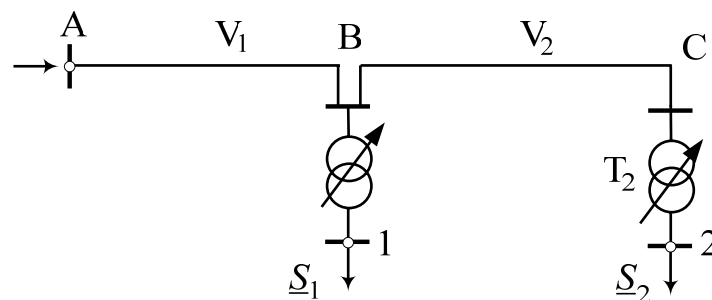
додека во режимот на минимално оптоварување моќностите што тие ги земаат се за 3 пати помали. Водовите V_1 и V_2 имаат исти должини $l_1 = l_2 = 10 \text{ km}$ и ист пресек Al/Fe 95/15 mm²/mm², и соодветно на тоа имаат исти подолжни параметри: $\underline{z} = (r + jx) = (0,315 + j0,35) \Omega/\text{km}$. Напонот во напојната точка "А" се држи на константна вредност $U_A = \text{const.} = 36,75 \text{ kV}$, независно од оптоварувањето во мрежата. Познати се и параметрите на трансформаторите T_1 и T_2 преку кои се напојуваат обата потрошувача:

$$T_1: 10 \text{ MVA}; \quad 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11 \text{ kV/kV}; \quad u_k = 7,5\%; \quad \Delta P_{Cun} = 92 \text{ kW};$$

$$R_{T1} = 1,364 \Omega; \quad X_{T1} = 11 \Omega \text{ (сведени на VN страна);}$$

$$T_2: 7,5 \text{ MVA}; \quad 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11 \text{ kV/kV}; \quad u_k = 7,5\%; \quad \Delta P_{Cun} = 75 \text{ kW};$$

$$R_{T2} = 1,976 \Omega; \quad X_{T2} = 14,69 \Omega \text{ (сведени на VN страна).}$$



Обата трансформатора на примарната намотка имаат преклопка за промена на преносниот однос во безнапонска состојба со четири регулациони отцепи: $\pm 2,5\%$ и $\pm 5\%$.

Потребно е да се одредат коефициентите на трансформација k_{T1} и k_{T2} на обата трансформатора така што отстапувањата на напонот во режимите на максимално и минимално оптоварување околу средната вредност да бидат приближно еднакви, а средната вредност на напоните кај потрошувачите да изнесува $U_{10} = U_{20} = U_n = 10 \text{ kV}$.

Решение:

Загубите на напон во поедините елементи во режимот на максимално оптоварување приближно ќе изнесуваат:

$$\Delta U_{AB(\max)} = \frac{(P_{1(\max)} + P_{2(\max)}) \cdot r + (Q_{1(\max)} + Q_{2(\max)}) \cdot x}{U_n} \cdot l_1 = 1,863 \text{ kV};$$

$$\Delta U_{BC(\max)} = \frac{P_{2(\max)} \cdot r + Q_{2(\max)} \cdot x}{U_n} \cdot l_2 = 0,825 \text{ kV};$$

$$\Delta U_{T1(\max)} = \frac{P_{1(\max)} \cdot R_{T1} + Q_{1(\max)} \cdot X_{T1}}{U_n} = 1,434 \text{ kV};$$

$$\Delta U_{T2(\max)} = \frac{P_{2(\max)} \cdot R_{T2} + Q_{2(\max)} \cdot X_{T2}}{U_n} = 1,856 \text{ kV}.$$

Со оглед на напред реченото ќе добиеме дека во режимот на минимално оптоварување овие загуби на напон ќе бидат за приближно 3 пати помали.

Според тоа, во режимот на максимално оптоварување напоните кај одделните собирници ќе ги добијат следните вредности:

$$U_{B(\max)} = 34,887 \text{ kV}; \quad U_{C(\max)} = 34,062 \text{ kV};$$

$$U'_{1(\max)} = 33,454 \text{ kV}; \quad U'_{2(\max)} = 32,206 \text{ kV}.$$

Слично на тоа, во режимот на минимално оптоварување ќе ја добиеме следната напонска состојба:

$$U_{B(\min)} = 36,129 \text{ kV};$$

$$U_{C(\min)} = 35,854 \text{ kV};$$

$$U'_{1(\min)} = 35,651 \text{ kV};$$

$$U'_{2(\min)} = 35,235 \text{ kV}.$$

Според тоа имаме:

$$U'_{1(sr)} = \frac{U'_{1(\max)} + U'_{1(\min)}}{2} = 34,55 \text{ kV};$$

$$U'_{2(sr)} = \frac{U'_{2(\max)} + U'_{2(\min)}}{2} = 33,72 \text{ kV}.$$

За да се постигнат бараните услови:

$$U_{1(sr)} = U_{10} = 10 \text{ kV} \text{ и}$$

$$U_{2(sr)} = U_{20} = 10 \text{ kV},$$

коефициентите на трансформација ќе треба да ги имаат следните вредности:

$$k_{T1o} = \frac{U'_{1(sr)}}{U_{1o}} = \frac{34,55}{10} = 3,455;$$

$$k_{T2o} = \frac{U'_{2(sr)}}{U_{1o}} = \frac{33,72}{10} = 3,372,$$

од каде што добиваме:

$$\alpha_{1o} = \left(\frac{k_{T1o}}{k_{T1n}} - 1 \right) \cdot 100 = -1,28\%;$$

$$\alpha_{2o} = \left(\frac{k_{T2o}}{k_{T2n}} - 1 \right) \cdot 100 = -3,66\%.$$

Усвојуваме: $\alpha_1 = \alpha_2 = -2,5\%$

$$\Rightarrow k_{T1} = k_{T2} = (1 - 2,5/100) \cdot 3,5 = 3,4125,$$

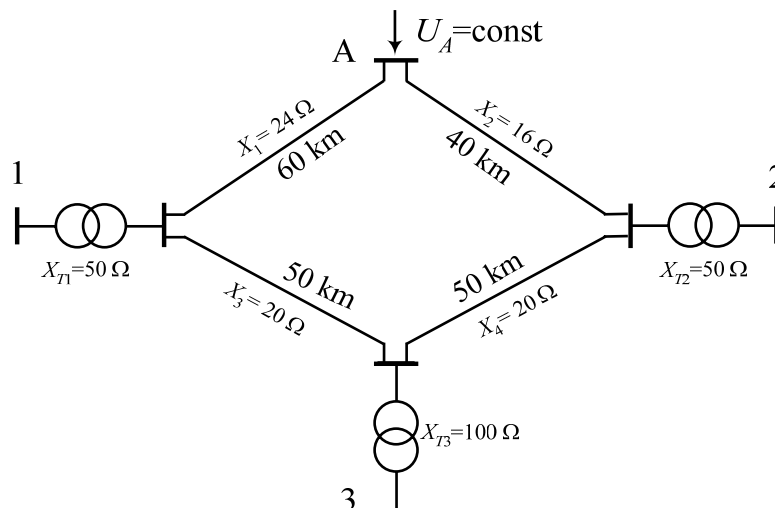
од каде што добиваме:

$$U_{1(min)} = 10,447 \text{ kV}; \quad U_{1(max)} = 9,803 \text{ kV}; \quad U_{1(sr)} = 10,125 \text{ kV};$$

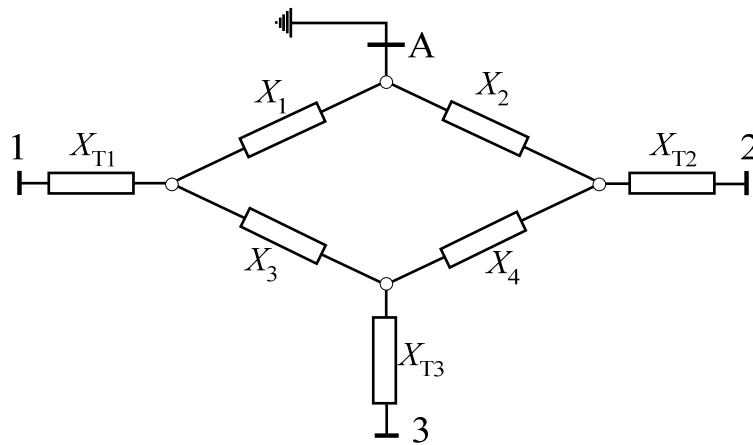
$$U_{2(min)} = 10,325 \text{ kV}; \quad U_{2(max)} = 9,438 \text{ kV}; \quad U_{2(sr)} = 9,88 \text{ kV}.$$

Пример 3.6. Да се одреди матрицата на реактанции $Z = jX$ на кратко-спојната мрежа за системот прикажан на сликата. Параметрите на поедините елементи од мрежата се дадени на сликата. Сите водови имаат ист пресек и иста реактанција по единица должина $x = 0,4 \Omega/\text{km}$.

Решение:



Заменската шема на мрежата со помош на која што ќе ги пресметаме елементите на матрицата на импеданции (реактанции) Z е прикажана на следната слика:



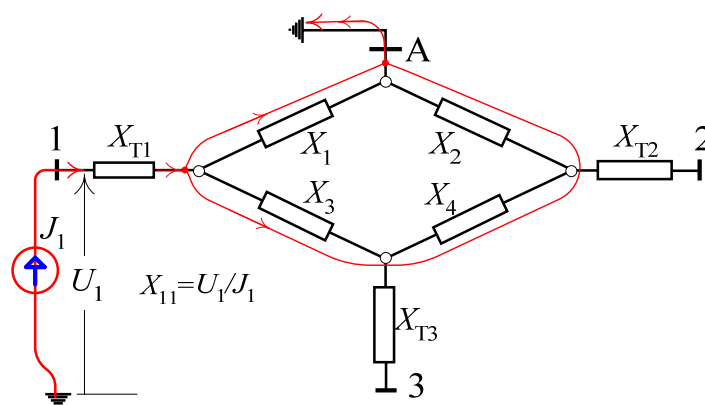
Елементите на матрицата на реактанции X_{ij} ги одредуваме од прикажаната шема на краткоспојната мрежа со помош на следните изрази:

$$X_{ii} = X_{\text{влезно},i}; \quad i = 1, 2, \dots$$

$$X_{ij} = \frac{X_{ii} + X_{jj} - X_{\text{влезно},ij}}{2}; \quad i = 1, 2, \dots \quad j = 1, 2, \dots (j \neq i).$$

каде што со $X_{\text{влезно},i}$ е означена влезната реактанција во јазелот i (мерена во однос на земја, т.е. во однос на референтниот јазел, во овој случај точката "A"). Со $X_{\text{влезно},ij}$ е означена влезната реактанција во однос на јазлите i и j .

Така, на пример, влезната импеданција $X_{\text{влезно},1}$ ќе ја добиеме со помош на следната шема:

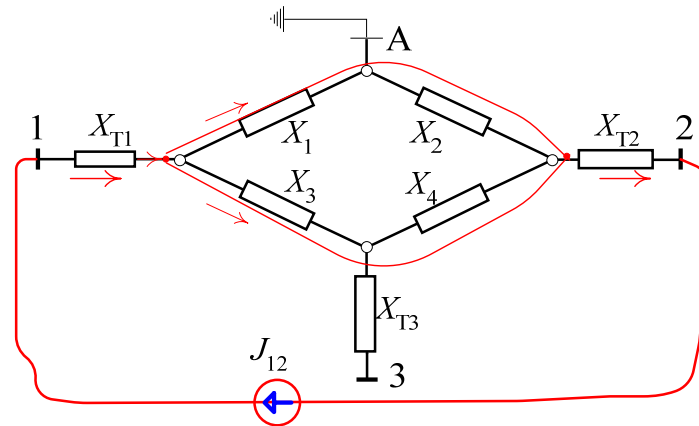


Според тоа ќе добиеме:

$$X_{11} = X_{\text{влезно},1} = X_{T1} + X_1 \parallel (X_2 + X_4 + X_3)$$

$$X_{11} = X_{\text{влезно},1} = 50 + 24 \parallel (16 + 20 + 20) = 66,8 \, \Omega$$

За пресметување на влезната импеданција помеѓу јазлите 1 и 2 $X_{\text{влезно.12}}$ ќе се послужи́ме со следната шема:



Според тоа ќе добиеме:

$$X_{\text{влезно.12}} = X_{T1} + (X_1 + X_2) \parallel (X_3 + X_4) + X_{T2} = 120 \, \Omega.$$

На тој начин ги добиваме сите елементи на матрицата $\underline{Z} = jX$, како што следи:

$$X_{11} = X_{T1} + X_1 \parallel (X_2 + X_3 + X_4) = 66,8 \, \Omega;$$

$$X_{22} = X_{T2} + X_2 \parallel (X_1 + X_3 + X_4) = 62,8 \, \Omega;$$

$$X_{33} = X_{T3} + (X_1 + X_3) \parallel (X_2 + X_4) = 119,8 \, \Omega.$$

$$X_{\text{влезно.12}} = X_{T1} + (X_1 + X_2) \parallel (X_3 + X_4) + X_{T2} = 120 \, \Omega;$$

$$X_{\text{влезно.13}} = X_{T1} + X_3 \parallel (X_1 + X_2 + X_4) + X_{T3} = 165 \, \Omega;$$

$$X_{\text{влезно.23}} = X_{T2} + X_4 \parallel (X_1 + X_2 + X_3) + X_{T3} = 165 \, \Omega.$$

Вондијагоналните елементи X_{ij} на бараната матрица, според тоа, ќе бидат:

$$X_{12} = \frac{X_{11} + X_{22} - X_{\text{влезно.12}}}{2} = \frac{66,8 + 62,8 - 120}{2} = 4,8 \, \Omega$$

$$X_{13} = \frac{X_{11} + X_{33} - X_{\text{влезно.13}}}{2} = \frac{66,8 + 119,8 - 165}{2} = 10,8 \, \Omega$$

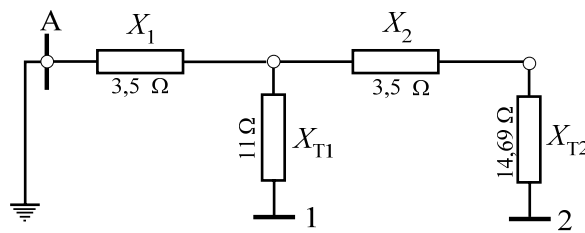
$$X_{23} = \frac{X_{22} + X_{33} - X_{\text{влезно.23}}}{2} = \frac{62,8 + 119,8 - 165}{2} = 8,8 \, \Omega$$

Конечно, матрицата \underline{Z} ќе биде:

$$\underline{Z} = j \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & X_{13} \\ X_{21} & X_{22} & X_{23} \\ X_{31} & X_{32} & X_{33} \end{bmatrix} = j \begin{bmatrix} 66,8 & 4,8 & 10,8 \\ 4,8 & 62,8 & 8,8 \\ 10,8 & 8,8 & 119,8 \end{bmatrix} [\Omega].$$

Пример 3.7. Се разгледува мрежата од примерот 3.5. Во режимот на максимално оптоварување напоните кај потрошувачите изнесуваат $U_{1(\max)} = 9,803 \text{ kV}$ и $U_{2(\max)} = 9,438 \text{ kV}$. Со цел да се поправат напонските прилики во овој режим на работа, се предвидува инсталирање на кондензаторски батерии кај обата потрошувача. Потребно е да се одредат вредностите ΔQ_1 и ΔQ_2 на реактивните моќности што ќе треба да се инјектираат на собирниците "1" и "2" така што нивните напони во режимот на максимално оптоварување да се покачат на вредноста: $U_{1o(\max)} = U_{2o(\max)} = U_n = 10 \text{ kV}$.

Решение:



Овој проблем ќе го решиме со помош на матрицата на реактанции на независни јазли \mathbf{Z} . За таа цел ќе ја формираме најнапред краткоспојната мрежа на реактанции, од каде што ќе ги одредиме елементите на матрицата \mathbf{Z} :

$$X_{11} = X_{\text{вл.1}} = X_1 = 14,5 \Omega;$$

$$X_{22} = X_{\text{вл.2}} = X_{T2} + X_2 + X_1 = 21,69 \Omega;$$

$$X_{\text{вл.12}} = X_{T1} + X_2 + X_{T2} = 29,19 \Omega;$$

$$X_{12} = (X_{11} + X_{22} - X_{\text{вл.12}})/2 = 3,5 \Omega$$

$$\mathbf{Z} = j \begin{bmatrix} 14,5 & 3,5 \\ 3,5 & 21,69 \end{bmatrix} [\Omega].$$

Постои следната релација меѓу порастот на напон ΔU_i во јазелот i и инјектираните реактивни моќности во поедините јазли од мрежата:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n X_{ij} \cdot \frac{\Delta Q_j}{U_j} = X_{i1} \cdot \frac{\Delta Q_1}{U_1} + X_{i2} \cdot \frac{\Delta Q_2}{U_2} + \dots + X_{in} \cdot \frac{\Delta Q_n}{U_n}; \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Во нашиот случај имаме $n = 2$ независни јазла, па според тоа ќе имаме и две равенки со две непознати инјектирани моќности ΔQ_1 и ΔQ_2 :

$$\Delta U_1 = X_{11} \cdot \frac{\Delta Q_1}{U_1} + X_{12} \cdot \frac{\Delta Q_2}{U_2};$$

$$\Delta U_2 = X_{21} \cdot \frac{\Delta Q_1}{U_1} + X_{22} \cdot \frac{\Delta Q_2}{U_2},$$

или

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (X_{11}/U_1) & (X_{12}/U_2) \\ X_{21}/U_1 & (X_{22}/U_2) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix}$$

Бидејќи реактанциите X_{ij} , што ги пресметавме, се сведени на 35 kV страна, ќе биде потребно и напоните, како и прирастите на напоните, да ги сведеме на 35 kV страна. Во тој случај ќе добиеме:

$$\Delta U_1 = k_{T1} \cdot [U_{10(\max)} - U_{1(\max)}] = 3,4125 \cdot [10 - 9,803] = 0,67 \text{ kV};$$

$$\Delta U_2 = k_{T2} \cdot [U_{20(\max)} - U_{2(\max)}] = 3,4125 \cdot [10 - 9,438] = 1,92 \text{ kV};$$

$$U_1 = k_{T1} \cdot U_{10(\max)} = 34,125 \text{ kV},$$

$$U_2 = k_{T2} \cdot U_{20(\max)} = 34,125 \text{ kV}.$$

Потребните реактивни моќности ΔQ_1 и ΔQ_2 сега ќе ги добиеме решавајќи го системот равенки:

$$\Delta U_1 = 0,67 = \frac{14,5}{34,125} \cdot \Delta Q_1 + \frac{3,5}{34,125} \cdot \Delta Q_2;$$

$$\Delta U_2 = 1,92 = \frac{3,5}{34,125} \cdot \Delta Q_1 + \frac{21,69}{34,125} \cdot \Delta Q_2;$$

или

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,42491 & 0,10256 \\ 0,10256 & 0,63560 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 0,67 \\ 1,92 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,44883 & 0,39515 \\ 0,39515 & 1,63707 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0,67 \\ 1,92 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,882 \\ 2,878 \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} 0,9 \\ 2,9 \end{bmatrix} \text{ Mvar}$$

Значи, решението гласи:

$$\Delta Q_1 \approx 0,9 \text{ Mvar},$$

$$\Delta Q_2 \approx 2,9 \text{ Mvar}.$$

Коментар во врска со првата семинарска задача

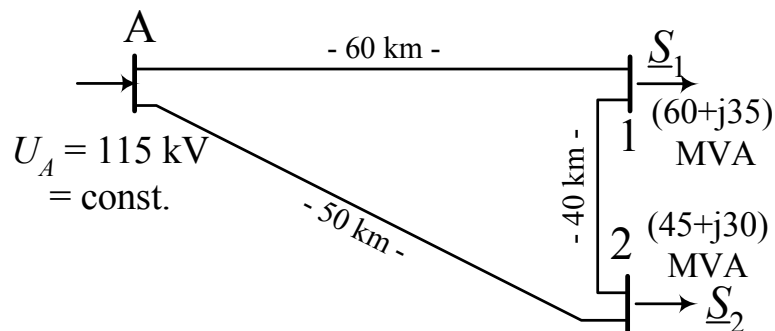
Семинарска задача бр. 1. На сликата 1 е прикажана една 110 kV мрежа. Сите водови се со исти подолжни параметри $\underline{z} = (r+jx) = (0,13+j0,40) \Omega/\text{km}$ а нивните должини се дадени на самата слика. Моќностите на потрошувачите, изразени во MVA, се исто така прикажани на самата слика. Во посматраниот режим се познати напоните во мрежата:

$$U_A = 115 \text{ kV} = \text{const.}$$

$$U_1 = 103,6 \text{ kV и}$$

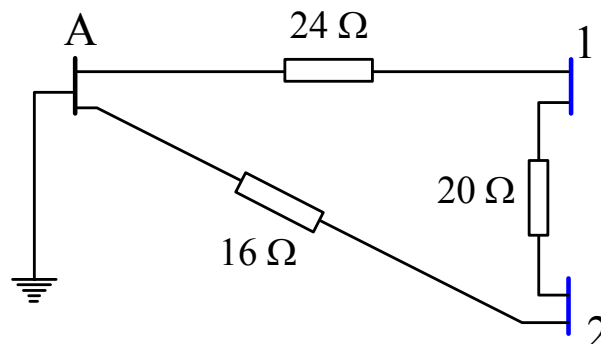
$$U_2 = 106 \text{ kV.}$$

Да се пресмета колкави ќе бидат напоните U_1 и U_2 доколку се изврши целосна поправка на факторот на моќност на потрошувачите така што во новите услови тие имаат вредности $\cos\varphi_1 = \cos\varphi_2 = 1$. Да се пресметаат коефициентите K_{U1} и K_{U2} на нагибот на U–Q карактеристиките за јазлите бр. 1 и 2.



Делумно решение

Во нашиот случај имаме $n = 2$ јазла во кои се врши инјектирање на реактивна моќност. Тоа се јазлите бр. 1 и бр. 2. Затоа најнапред треба да се пресмета матрицата на реактансии X на кусврзаната мрежа. Нејзе ќе ја добиеме со помош на следната шема, на начин како што е тоа направено во претходните примери.



Откога ќе ги пресметаме елементите X_{11} , X_{12} , X_{21} и X_{22} , ја формираме матрицата X .

Потоа го формираме потребниот систем од две равенки со две непознати. Притоа се познати инјекциите на реактивните моќности во јазлите 1 и 2:

$$\Delta Q_1 \text{ и } \Delta Q_2.$$

Непознати се промените на напоните во истите тие јазли до кои ќе дојде поради инјекциите ΔU_1 и ΔU_2 .

Инјекциите ΔQ_1 и ΔQ_2 ќе се добијат од поставениот услов во задачата факторот на моќност кај обата потрошувача да се зголеми на 1. Од тука следува дека ќе биде:

$$\Delta Q_1 = Q_1 = 35 \text{ Mvar и}$$

$$\Delta Q_2 = Q_2 = 30 \text{ Mvar.}$$

Помеѓу непознатите промени на напоните ΔU_1 и ΔU_2 и познатите инјекции ΔQ_1 и ΔQ_2 постојат следните релации:

$$\Delta U_1 = X_{11} \cdot \frac{\Delta Q_1}{U_1} + X_{12} \cdot \frac{\Delta Q_2}{U_2};$$

$$\Delta U_2 = X_{21} \cdot \frac{\Delta Q_1}{U_1} + X_{22} \cdot \frac{\Delta Q_2}{U_2},$$

или

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (X_{11}/U_1) & (X_{12}/U_2) \\ X_{21}/U_1 & (X_{22}/U_2) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix}$$

Преостанува уште да се изврши матричното множење и да се добие бараниот резултат.

Коментар во врска со втората семинарска задача

Семинарска задача бр. 2. На сликата 2 е прикажан дел од еден ЕЕС, составен од преносен вод V и регулационен трансформатор T. Напонот во напојната точка A се одржува на константна вредност $U_A=115 \text{ kV}=\text{const}$. На секундарот од трансформаторот е приклучен потрошувач чие што оптоварување \underline{S} се менува во текот на денот во границите:

од $S_{\max} = 36 \text{ MVA}$; $\cos \varphi = 0,95$, во режимот на максимално оптоварување;

до $S_{\min} = 20 \text{ MVA}$; $\cos \varphi = 0,90$, во режимот на минималното оптоварување.

Со каков преносен однос k_{\max} ќе работи трансформаторот T во режимот на максималното оптоварување ако автоматскиот регулатор на напонот (АРН) има задача да го одржува напонот на секундарот на вредноста $U_{30} = 10 \text{ kV}$. Која ќе биде позицијата на регулационата преклопка α_{\max} на трансформаторот во тој случај.

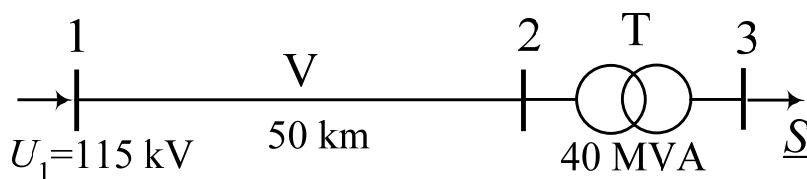
Колку треба да изнесува преносниот однос на трансформаторот k и позицијата на регулационата преклопка α , за напонот U_3 при потрошувачите да варира во текот на денот околу средната вредност $U_{30} = 10 \text{ kV}$ доколку АРН е исклучен и трансформаторот мора да работи со така утврдениот константен преносен однос преку целиот ден. Во кој интервал ($U_{3\max} - U_{3\min}$) ќе се менува напонот при собирниците бр 3 во тој случај. Кој ќе биде интервалот ($U'_{3\max} - U'_{3\min}$) ако при собирниците 3 се инсталира регулирана кондензаторска батерија која цело време ќе врши поправка на факторот на моќност на потрошувачот на вредноста $\cos \varphi = 0,97$.

Напомена: При решавање на оваа задача може да се занемарат попречните гранки во заменските шеми на елементите како и попречната компонента на загубата на напон.

Податоци за елементите на системот:

Трансформатор T: $(110 \pm 15 \times 1,0\%) / 10,5 \text{ kV/kV}$; 40 MVA ; $u_k = 12\%$; $X_T/R_T = 10$.

Вод V: $\underline{z} = (0,13 + j0,40) \Omega/\text{km}$; $l = 50 \text{ km}$.



Делумно решение

15. REGULACIJA NAPONA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

Sa aspekta regulacije u elektroenergetskim sistemima se javljaju dva osnovna zadatka:

- regulacija frekvencije i aktivnih snaga,
- regulacija napona i reaktivnih snaga.

Regulacija frekvencije i aktivnih snaga je sistemskog karaktera i realizuje se delovanjem odgovarajućih turbinskih regulatora u elektranama. Za razliku od regulacije frekvencije regulacija napona može biti i sistemskog i lokalnog karaktera. Što se tiče sistemskog karaktera, regulacija napona se može vršiti delovanjem na pobudu (pomoću regulatora pobude) sinhronih generatora u elektranama. Međutim, regulacija napona se može vršiti i lokalno, instaliranjem odgovarajućih uređaja koji utiču na tokove reaktivnih snaga u mrežama. Naime, pošto su naponi u čvorovima mreže i tokovi reaktivnih snaga u neposrednoj korelaciji, to se na naponske prilike može uticati svim onim uređajima koji su pomenuti kod kompenzacije reaktivne snage. Ovo, ujedno ukazuje i da se kompenzacijom reaktivne snage vrši i odgovarajuća regulacija napona.

Pored navedenog, regulacija napona može da se vrši i promenom prenosnog odnosa transformatora. Pri tome se razlikuju dve vrste transformatora:

- transformatori kod kojih se vrši promena prenosnog odnosa u beznaponskom stanju,
- transformatori kod kojih se regulacija vrši pod opterećenjem.

Predmet razmatranja u ovoj glavi biće upravo ove dve vrste transformatora i njihov uticaj na naponske prilike.

15.1. STATIČKE NAPONSKE KARAKTERISTIKE POTROŠNJE

Svaki prijemnik električne energije projektovan je da radi pri nominalnom naponu, kao i da normalno funkcioniše pri odstupanju napona od nominalnog u određenim dozvoljenim granicama. Pri promeni napona može doći do promene vrednosti pojedinih veličina električnih uređaja, npr. temperature u elektrotermičkim uređajima, svetlosnog fluksa električnih izvora

svetlosti, korisne snage na vratilu elektromotora itd. Istovremeno sa promenom vrednosti karakterističnih izlaznih veličina promena napona uslovljava i promenu potrebne snage električnog prijemnika. Zbog toga je, pre analize regulacije napona potrebno razmotriti statičke naponske karakteristike potrošnje.

Na sl.15.1 prikazane su statičke karakteristike potrošnje u funkciji napona. Ove karakteristike se mogu aproksimirati nelinearnim funkcijama oblika:

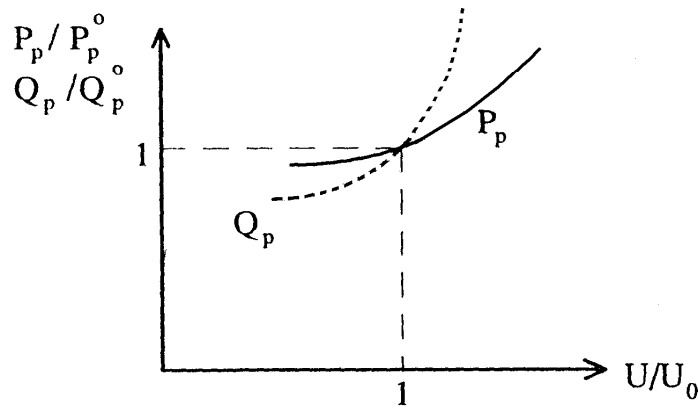
$$P_p = P_p^o \left(\frac{U}{U_o} \right)^{k_{pu}} , \quad (15.1)$$

$$Q_p = Q_p^o \left(\frac{U}{U_o} \right)^{k_{qu}} . \quad (15.2)$$

gde je:

P_p^o , Q_p^o - aktivna, odnosno reaktivna snaga koja odgovara naponu U_o ,

k_{pu} , k_{qu} - koeficijenti osetljivosti aktivne i reaktivne snage po naponu.



Sl.15.1 Statičke naponske karakteristike potrošnje

Koeficijenti osetljivosti aktivne i reaktivne snage po naponu pokazuju kolika je procentualna promena snage za procenat promene napona. Ova konstatacija se jasno vidi iz relacija (15.3) i (15.4) koje se dobijaju diferenciranjem izraza za snage po naponu:

$$k_{pu} = \frac{dP_p / dU}{P_p / U} \approx \frac{\Delta P_p / P_p}{\Delta U / U} , \quad (15.3)$$

$$k_{qu} = \frac{dQ_p / dU}{Q_p / U} \approx \frac{\Delta Q_p / Q_p}{\Delta U / U} \quad (15.4)$$

Ako u potrošačkom čvoru postoji više kategorija prijemnika čije su pojedinačne snage (P_{pi} , Q_{pi}) i koeficijenti osetljivosti (k_{pui} , k_{qui}) poznati, mogu se izračunati sumarni koeficijenti osetljivosti aktivne i reaktivne snage po naponu pomoću sledećih relacija:

$$k_{pu} = \frac{1}{P_p} \sum_{i=1}^n k_{pui} P_{pi} \quad , \quad (15.5)$$

$$k_{qu} = \frac{1}{Q_p} \sum_{i=1}^n k_{qui} Q_{pi} \quad , \quad (15.6)$$

gde je n broj kategorija prijemnika, a P_p i Q_p sumarna aktivna i reaktivna snaga potrošnje.

Pored analitičkih izraza datih relacijama (15.1) i (15.2) često se vrši aproksimacija statičkih naponskih karakteristika i polinomima. Najčešće se koriste polinomi drugog reda oblika:

$$P_p = P_p^o - a_p - b_p + a_p \left(\frac{U}{U_o} \right) + b_p \left(\frac{U}{U_o} \right)^2 \quad , \quad (15.7)$$

$$Q_p = Q_p^o - a_q - b_q + a_q \left(\frac{U}{U_o} \right) + b_q \left(\frac{U}{U_o} \right)^2 \quad , \quad (15.8)$$

gde su koeficijenti a_p , b_p , a_q , b_q konstantni. Smatra se da aproksimacija polinomima višeg reda ne doprinosi mnogo tačnijem modelovanju potrošnje, jer se već pri određivanju statičkih naponskih karakteristika (kako eksperimentalnim, tako i računskim putem) čini određena greška.

Ponekad se za male promene napona koriste i linearne karakteristike. One se mogu dobiti aproksimacijom karakteristika prikazanih na sl.15.1, ili linearizacijom dobijenih nelinearnih analitičkih izraza. Tako se razvojem izraza (15.1) i (15.2) u Taylorov red oko vrednosti napona U_o i zanemarivanjem svih izvoda osim prvog dobijaju linearne zavisnosti:

$$P_p = P_p^o + \alpha(U - U_o) \quad , \quad (15.9)$$

$$Q_p = Q_p^o + \beta(U - U_o) \quad , \quad (15.10)$$

gde je $\alpha = k_{pu} P_p^o / U_o$ i $\beta = k_{qu} Q_p^o / U_o$. U slučaju karakteristika datih relacijama (15.7) i (15.8) koeficijenti α i β su: $\alpha = (a_p + 2b_p) / U_o$ i $\beta = (a_q + 2b_q) / U_o$.

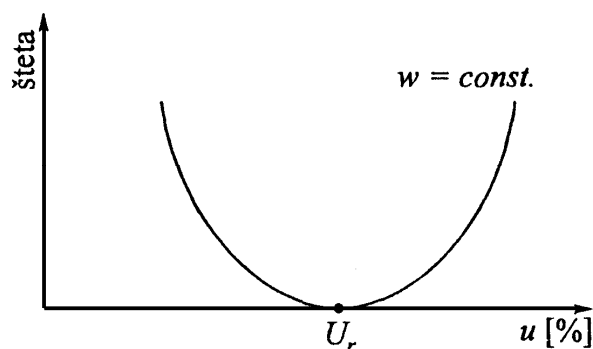
15.2. ŠTETA POTROŠAČA USLED ODSUPANJA NAPONA

Osnovni kriterijum koji se nameće za potrebe regulacije napona je njegovo održavanje unutar zadatih granica. U prenosnim mrežama gornja granica napona prevashodno je određena zahtevima za očuvanje izolacije opreme, a donja zahtevima stabilnosti prenosa električne energije. Iz ovoga sledi da su u prenosnim mrežama prilično jasni kriterijumi za određivanje granica u kojima treba da se nalazi vrednost napona.

Međutim, kod distributivnih mreža ovi kriterijumi nisu tako jasni. Ipak, može se reći da je kriterijum očuvanja izolacije prisutan i kod distributivnih mreža, kada je u pitanju gornja granica promene napona. Kada je u pitanju donja granica, očigledno je da se kriterijum stabilnosti koji je prisutan u prenosnim mrežama ne može generalisati i na distributivne mreže. Ali, isuviše niski naponi u distributivnim mrežama dovode do električne energije veoma lošeg kvaliteta, što se manifestuje lošim performansama rada prijemnika električne energije.

Pogoršanje kvaliteta rada električnih prijemnika usled sniženja napona može se novčano ekvivalentirati kao određena šteta. Ali, kao šteta se može tretirati i povišenje napona koje je znatno iznad nominalnog, s obzirom da tada dolazi do smanjenja veka trajanja električnih uređaja.

Šteta koju potrošači trpe usled odstupanja napona može se, za konstantnu isporučenu električnu energiju, u okolini uobičajenih radnih napona prikazati parabolom. Ova karakteristika prikazana je na sl.15.2.



Sl.15.2 Šteta kod potrošača usled odstupanja napona

Na sl.15.2 sa u_r je obeležen referentni napon, pri kome se ima nulta šteta. Zavisnost štete od odstupanja napona, prikazana na sl.15.2, matematički se može iskazati relacijom:

$$\check{S} = c (u - u_r)^2 W \quad (15.11)$$

U ovoj relaciji sa W je označena ista količina energije kod potrošača, koja se realizuje sa različitim naponima, dok je sa u obeležena procentualna vrednost radnog napona. Konstanta c u ovoj relaciji predstavlja konstantu štete i može se posmatrati kao karakteristika potrošača.

S obzirom da se odstupanja napona iskazuju u procentima, a energija u kWh, to je proizvod kvadrata odstupanja napona i energije u relaciji (15.11) dimenziono $(\%)^2 \text{kWh}$. Imajući ovo u vidu, za konstantu c se može reći da predstavlja cenu za svaki $(\%)^2 \text{kWh}$.

Na osnovu dosadašnjeg izlaganja može se za štetu, koju trpe potrošači usled odstupanja napona, u opštem slučaju pisati:

$$\check{S} = c \int_0^T (u - u_r)^2 dW \quad (15.12)$$

gde je dW energija za elementarno vreme dt , dok je T ukupno vreme za koje se posmatra šteta.

Pošto se naponi u distributivnoj mreži mogu regulisati, to se može vršiti i kontrola štete usled odstupanja napona. Pri tome se kao zadatak javlja određivanje referentnog napona na određenom mestu distributivne mreže. Pod referentnim naponom na određenom mestu distributivne mreže podrazumeva se napon čijom se realizacijom minimizira šteta, koju bi trpeli svi elementarni potrošači, koji se direktno ili indirektno snabdevaju električnom energijom sa tog mesta, usled odstupanja napona od nominalne vrednosti.

Regulacija napona, koju treba vršiti, da bi se na određenom mestu distributivne mreže realizovao referentni napon može se posmatrati sa dva aspekta:

- kao problem planiranja razvoja,
- kao eksploatacioni problem.

Kod prvog aspekta kao zadatak se nameće izgradnja takvih distributivnih mreža, kod kojih se tokom njihove eksploatacije regulacijom napona mogu uvek ostvariti naponi unutar utvrđenih granica. Drugi aspekt se bazira na izboru radnog stanja izgrađenih regulacionih resursa, tako da se električna energija isporučuje potrošačima sa naponima unutar, unapred određenih, granica.

15.3. TRANSFORMATORI SA REGULACIJOM NAPONA U BEZNAPONSKOM STANJU

Kod ovih transformatora se promena odnosa transformacije može vršiti isključivo u beznaponskom stanju, i to uglavnom ručno. Iz ovoga je jasno da se te promene vrše veoma retko, tj. jednom do dva puta godišnje pri sezonskim promenama opterećenja.

Pored odnosa transformacije, kod ovih transformatora se analizira i njihova naponska podrška, koja se obično izražava u procentima. Naponska podrška se definiše u procentima nominalnog napona niženaponske mreže pomoću relacije:

$$p(k) = \frac{U_2^0(k) - U_{n2}^M}{U_{n2}^M} 100, \quad (15.13)$$

gde je:

U_{n2}^M - nominalni napon niženaponske mreže,

$U_2^0(k)$ - napon niženaponske strane transformatora u praznom hodu, kada je na njegovoj strani višeg napona na k -ti oteop (izvod), doveden nominalni napon odgovarajuće mreže.

Ako je U_{n1}^M nominalni napon višenaponske mreže, onda je napon na niženaponskoj strani transformatora u praznom hodu $U_2^0(k)$:

$$U_2^0(k) = \frac{U_{n1}^M}{m_{12}(k)}, \quad (15.14)$$

gde je $m_{12}(k)$ odnos transformacije koji odgovara položaju k -tog regulacionog oteopa.

Zamenom (15.14) u (15.13) za naponsku podršku transformatora dobija se sledeća relacija:

$$p(k) = \left(\frac{1}{m_{12}(k)} \frac{U_{n1}^M}{U_{n2}^M} - 1 \right) \cdot 100. \quad (15.15)$$

Ako se ima u vidu da je odnos transformacije $m_{12}(k)$, za k -ti oteop na višenaponskoj strani:

$$m_{12}(k) = \frac{U_{n1}^T + U^I(k)}{U_{n2}^T}, \quad (15.16)$$

gde je:

U_{n1}^T - vrednost nominalnog napona na višenaponskoj strani transformatora,

U_{n2}^T - vrednost nominalnog napona na niženaponskoj strani transformatora,

$U^i(k)$ - razlika vrednosti modula napona između k -tog i nominalnog regulacionog otepa transformatora u praznom hodu,

onda se za naponsku podršku $p(k)$ dobija:

$$p(k) = \left(\frac{U_{n1}^M}{U_{n1}^T + U^i(k)} \frac{U_{n1}^T}{U_{n2}^T} - 1 \right) \cdot 100 \quad (15.17)$$

Ako se umesto prenosnog odnosa $m_{12}(k)$ posmatra njegova normalizovana vrednost $m(k)$, pri čemu se nominalne vrednosti napona mreža uzimaju za bazne, tj.:

$$m(k) = \frac{m_{12}(k)}{U_{n1}^M / U_{n2}^M}, \quad (15.18)$$

za naponsku podršku se dobija i sledeća relacija:

$$p(k) = \left(\frac{1}{m(k)} - 1 \right) \cdot 100 \quad (15.19)$$

Ova relacija omogućava da se, kada je za određeno stanje u mreži određena potrebna naponska podrška $p(k)$, odredi i potreban odnos transformacije $m(k)$.

15.4. TRANSFORMATORI SA REGULACIJOM NAPONA POD OPTEREĆENJEM

15.4.1. ZAMENSKA ŠEMA TRANSFORMATORA

Osnovni zadatak ovih transformatora je da vrše regulaciju napona i tokova reaktivnih snaga u prenosnim i distributivnim mrežama. Ta regulacija se vrši pod opterećenjem promenom broja zavojaka višenaponskog namotaja. Ona je diskontinualna i relativno spora, a sprovodi se korak po korak uz pomoć automatskih regulatora napona. Vremena reagovanja regulatora obično se kreću od 15÷120 s. Time se izbegava da transformator reaguje na brze oscilatorne promene napona.

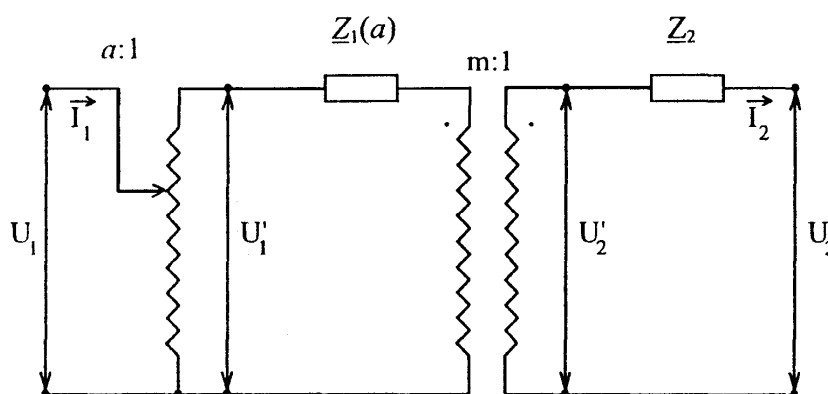
Transformator sa regulacijom napona pod opterećenjem, koji se naziva i regulacioni transformator, može se posmatrati kao redna veza transformatora sa fiksnim, nominalnim odnosom transformacije i idealnog autotransformatora koji predstavlja regulacioni deo namotaja višeg napona. Imajući ovo u vidu regulacioni transformator se može predstaviti ekvivalentnom šemom prikazanom na sl.15.3.

Simboli na sl.15.3 označavaju:

$m:1$ - nominalni odnos transformacije regulacionog transformatora,

$a:1$ - odnos transformacije idealnog autotransformatora,

$\underline{Z}_1(a)$, \underline{Z}_2 - impedanse primara i sekundara respektivno ($\underline{Z}_1(a)$ je nelinearna funkcija od a).



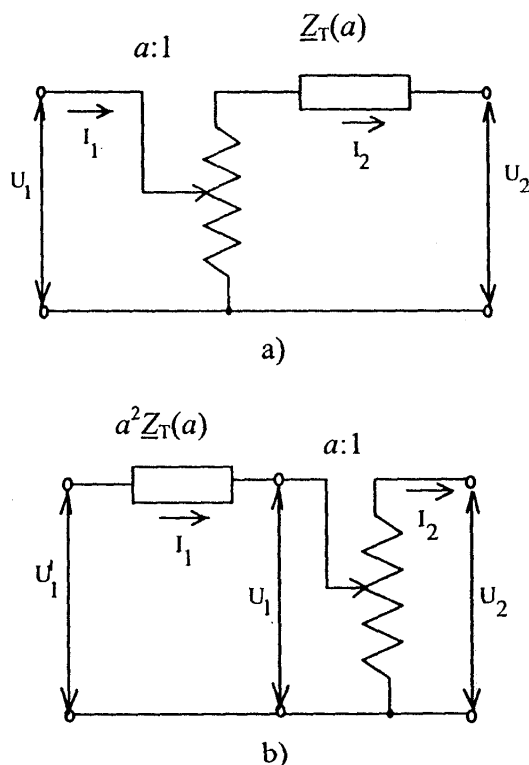
Sl.15.3 Ekvivalentna šema regulacionog transformatora

Uz realnu pretpostavku da je regulacioni opseg simetričan, to se nenominalni odnos transformacije u bilo kojem položaju regulatora $k \in [0, \pm k_T]$ u relativnim jedinicama može prikazati kao:

$$a = \frac{1 \pm k \Delta a}{1}, \quad k=1,2, \dots, k_T, \quad (15.20)$$

gde je Δa napon regulacionog odcepa u r.j., a k_T granični regulacioni izvod.

Prebacivanjem impedanse primara na sekundarnu stranu i predstavom svih veličina na sl.15.3 u relativnim jedinicama dolazi se do ekvivalentne šeme regulacionog transformatora prikazane na sl.15.4.a. Ako se impedansa sekundara prebaci na primarnu stranu dolazi se do ekvivalentne šeme regulacionog transformatora prikazane na sl.15.4.b.



*Sl.15.4 Konačna ekvivalentna šema regulacionog transformatora posle uvođenja relativnih jedinica kada su sve impedanse prebačene na:
a) sekundarnu, b) primarnu stranu regulacionog transformatora*

Ekvivalentne šeme regulacionog transformatora, prikazane na slikama 15.3 i 15.4, mogu se koristiti kod formiranja zamenske šeme mreže za potrebe određenih analiza.

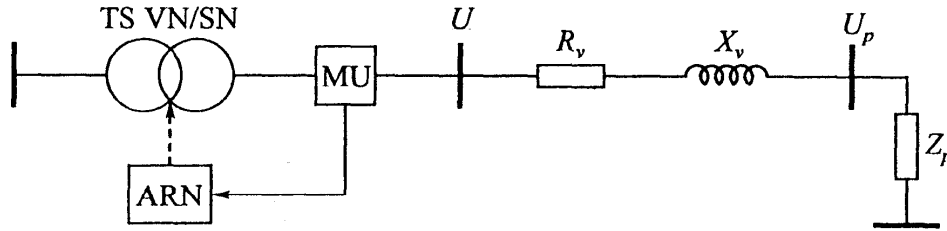
15.4.2. REGULACIJA NAPONA DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Regulacija napona u distributivnim mrežama, pomoću regulacionog transformatora zasniva se na principu kompenzacije pada napona jedinstvenog voda. Ovaj princip se sadrži u ideji da se potrošaču priključenom u određenom čvoru mreže obezbedi konstantan napon, nezavisno od promene opterećenja, ali i nezavisno od promene stanja na visokonaponskim sabirnicama transformatora. Ovakva kontrola, odnosno regulacija naziva se kompaundovana regulacija napona.

Način određivanja zakona regulacije napona može se jednostavno sagledati polazeći od slike 15.5, na kojoj je prikazano napajanje potrošača impedanse \underline{Z}_p preko regulacionog transformatora u TS VN/SN i radijalnog

voda impedanse $\underline{Z}_v = R_v + j X_v$. Na ovoj slici sa MU je obeležen merni uređaj preko kojeg se obezbeđuju podaci neophodni za rad automatskog regulatora napona ARN. Određivanje zakona regulacije napona bazira se na analizi dva karakteristična radna stanja:

- režim maksimalnog opterećenja,
- režim minimalnog opterećenja.



Sl.15.5 Model distributivne mreže za analizu zakona regulacije napona

U režimu maksimalnog opterećenja napon na srednjenaponskoj strani transformatora je:

$$\underline{U}_{2max} = \underline{U}_{pmax} + \underline{Z}_v \underline{I}_{max} , \quad (15.21)$$

dok je za minimalno opterećenje

$$\underline{U}_{2min} = \underline{U}_{pmin} + \underline{Z}_v \underline{I}_{min} , \quad (15.22)$$

gde je:

\underline{U}_{pmax} , \underline{U}_{pmin} - fazori napona na mestu priljučenja potrošača u režimu maksimalnog, odnosno minimalnog opterećenja,
 \underline{I}_{max} , \underline{I}_{min} - fazori struja voda u režimu maksimalnog, odnosno minimalnog opterećenja.

Cilj regulacije je da napon kod potrošača ima istu vrednost i u režimu maksimalnog i u režimu minimalnog opterećenja. Ako se ova, zadata vrednost napona obeleži sa U_{pz} , onda prethodne dve relacije dobijaju oblik:

$$\underline{U}_{2max} = U_{pz} + \underline{Z}_v \underline{I}_{max} , \quad (15.23)$$

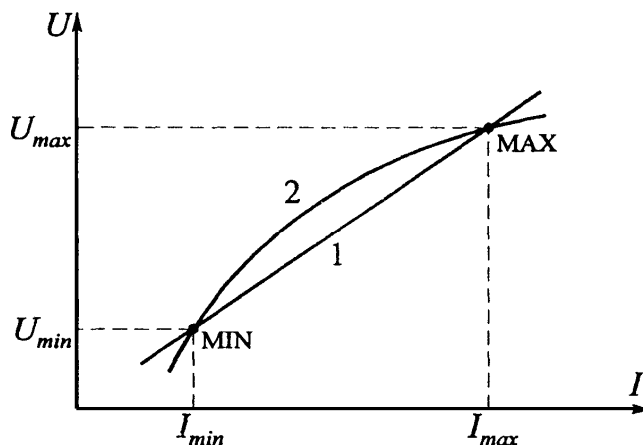
$$\underline{U}_{2min} = U_{nz} + \underline{Z}_v \underline{I}_{min} . \quad (15.24)$$

Kod ovih relacija je uzeto da je fazor napona U_{pz} u faznoj osi. Ako se fazni pomeraji između ovog napona i struja I_{max} i I_{min} obeležite sa φ_{max} i φ_{min} , respektivno, onda se relacije (15.23) i (15.24), uz zanemarenje poprečne komponente pada napona svode na sledeći oblik:

$$U_{2max} = U_{pz} + I_{max} (R_v \cos \varphi_{max} + X_v \sin \varphi_{max}) , \quad (15.24)$$

$$U_{2min} = U_{pz} + I_{min} (R_v \cos \varphi_{min} + X_v \sin \varphi_{min}) . \quad (15.25)$$

Ove relacije omogućavaju da se na osnovu poznatih jačina struja u režimu maksimalnog i minimalnog opterećenja, za zadatu vrednost napona kod potrošača izračunaju moduli napona na sabirnicama srednjeg napona u TS VN/SN, koje treba realizovati. Moduli napona i struja na sabirnicama srednjeg napona u ova dva režima određuju dve radne tačke, koje praktično definišu zakon regulacije napona. Ove dve radne tačke prikazane su u koordinatnom U-I sistemu na sl.15.6. Očigledno je da će u bilo kom drugom radnom stanju odgovarajuća radna tačka biti negde između ove dve. Kada su određene ove dve tačke vrši se izbor karakteristike regulacije. Na sl.15.6 prikazane su dve karakteristike: linearna (obeležena brojem 1) i nelinearna (2). Konceptijom automatskog regulatora napona omogućava se promena nagiba prave (1) ili zakrivljenosti krive (2), kao i njihovo translatorno pomeranje.



Sl.15.6 Karakteristike regulacije za dve vrste regulatora: linearna (1) i nelinearna (2)

Na osnovu ovog izlaganja može se reći da je izbor zakona regulacije u jednostavnoj radijalnoj mreži rešen onog trenutka kada su određene tačke MIN i

MAX. Međutim, kod razgranate, složene distributivne mreže nema jedinstvenog voda, kao ni jedinstvenog potrošača kod koga treba održavati napon na zadatu vrednost. Tada se izbor zakona regulacije automatskog regulatora napona kod transformatora sa regulacijom pod opterećenjem, kao i izbor naponskih podrški kod transformatora sa regulacijom u beznaponskom stanju vrši tako da vrednosti napona u svim čvorovima mreže, u režimima maksimalnog i minimalnog opterećenja, ne izađu izvan unapred određenih (propisanih) granica.

U nekim slučajevima složena distributivna mreža se može zameniti ekvivalentnim jedinstvenim vodom. Pri tome je potrebno odrediti parametre ekvivalentnog voda R_e i X_e , kao i modul napona na kraju tog voda U_{pe} koji treba održati u režimu maksimalnog i minimalnog opterećenja. Parametri ekvivalentnog voda određuju se ako se u relacijama (15.24) i (15.25) umesto R_v , X_v i U_{pz} stavi R_e , X_e i U_{pe} respektivno, čime se dobija:

$$U_{2max} = U_{pe} + I_{max} (R_e \cos \varphi_{max} + X_e \sin \varphi_{max}), \quad (15.26)$$

$$U_{2min} = U_{pe} + I_{min} (R_e \cos \varphi_{min} + X_e \sin \varphi_{min}). \quad (15.27)$$

Ako se napon U_{pe} tretira kao parametar, onda se uz uslov $\cos \varphi_{max} \neq \cos \varphi_{min}$, za parametre ekvivalentnog voda dobija:

$$R_e = \frac{U_{2min} - U_{pe} - (U_{2max} - U_{pe}) \frac{I_{min} \sin \varphi_{min}}{I_{max} \sin \varphi_{max}}}{I_{min} \left(\cos \varphi_{min} - \cos \varphi_{max} \frac{\sin \varphi_{min}}{\sin \varphi_{max}} \right)}, \quad (15.28)$$

$$X_e = \frac{U_{2min} - U_{pe} - (U_{2max} - U_{pe}) \frac{I_{min} \cos \varphi_{min}}{I_{max} \cos \varphi_{max}}}{I_{min} \left(\sin \varphi_{min} - \sin \varphi_{max} \frac{\cos \varphi_{min}}{\cos \varphi_{max}} \right)}. \quad (15.29)$$

Iz relacija (15.28) i (15.29) očigledno je da postoji sloboda u izboru zadatog napona U_{pe} . Izbor ovog napona može se posmatrati kao optimizacioni problem. Međutim, sloboda u njegovom izboru dozvoljava da se on odredi na jedan vrlo praktičan način. Naime, ako se pretpostavi da se faktori snage na sabirnicama srednjeg napona veoma malo menjaju sa promenom opterećenja može se, za određivanje napona U_{pe} , koristiti pretpostavka

$\cos \varphi_{max} = \cos \varphi_{min}$. U tom slučaju relacije (15.28) i (15.29) nemaju smisla, jer imenilac postaje jednak nuli. Ipak, iz relacija (15.26) i (15.27), pod ovom pretpostavkom, za napon U_{pe} se dobija:

$$U_{pe} = \frac{U_{2min} I_{max} - U_{2max} I_{min}}{I_{max} - I_{min}}. \quad (15.30)$$

Za ovako izabran napon U_{pe} jednačine (15.26) i (15.27) postaju linearno zavisne. To znači da se, za izabrani napon U_{pe} (određen pomoću relacije (15.30)), zadajući po želji vrednost jednog od parametara R_e ili X_e iz jedne od relacija (15.26) ili (15.27) izračunava vrednost drugog parametra. Kada su određeni parametri ekvivalentnog voda (R_e i X_e) i napon U_{pe} koji treba održavati na kraju tog voda, određivanje zakona regulacije je identično kao i u slučaju jednostavne radijalne mreže.

15.4.3. EFIKASNOST REGULACIJE NAPONA POMOĆU REGULACIONOG TRANSFORMATORA

Zanimljivo je razmotriti uticaj regulacionog transformatora i na prilike u prenosnoj mreži. Pošto je u prenosnim mrežama reaktansa voda znatno veća od rezistanse to dominantan uticaj na padove napona imaju tokovi reaktivnih snaga. Zbog toga se pri kvalitativnoj analizi uticaja promene odnosa transformacije regulacionog transformatora na naponske prilike u sistemu mogu zanemariti tokovi aktivnih snaga.

Ako se ima u vidu ekvivalentna šema regulacionog transformatora prikazana na sl.15.4.b, i izraz za reaktivnu snagu potrošnje (15.2) može se za $U_o=1$ r.j. pisati:

$$Q_p = Q_o U_2^{k_{qu}}. \quad (15.31)$$

Kada se ima u vidu da je $U_1/U_2=a$, kao i da su kod idealnog transformatora snage invarijantne to se za jačinu struje na primarnoj strani transformatora dobija:

$$I_{1q} = Q_o a^{-k_{qu}} U_1^{k_{qu}-1}. \quad (15.32)$$

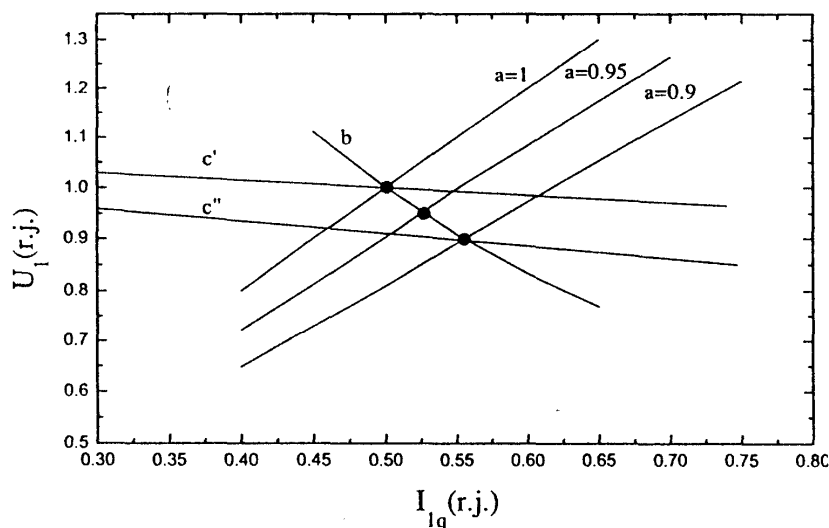
Ova relacija predstavlja karakteristiku opterećenja posmatranu sa visokonaponske strane idealnog transformatora. Na sl.15.7 prikazane su ove

karakteristike za $a=1$, $a=0,95$ i $a=0,9$ pri čemu je za koeficijent osjetljivosti reaktivne snage po naponu uzeta vrednost $k_{qu}=2$.

Održavanjem napona na sekundaru na određenu vrednost to se i reaktivna snaga potrošnje održava na određenu vrednost. Odavde sledi da je zavisnost napona od struje hiperbolična, što je na sl.15.7 prikazano hiperbolom b za $Q_o=0,5$. Moguće radne tačke, za konstantnu vrednost reaktivne snage, nalaze se u preseku karakteristika opterećenja i ove hiperbole, i obeležene su na slici.

Prave c' i c'' predstavljaju karakteristiku sistema. Zavisnost napona na krajevima idealnog transformatora od struje opterećenja, koju predstavljaju ove prave, dobija se kad se uzmu u obzir svi padovi napona na impedansama ispred idealnog transformatora u zamenskoj šemi (uključujući i impedansu transformatora $a^2 Z_T(a)$).

Kada iz određenih razloga dođe do smanjenja napona na krajevima transformatora regulator napona će težiti da održi propisani napon na sekundaru smanjenjem nenominalnog odnosa transformacije a . To znači da dolazi do pomercanja radne tačke po hiperboli b i prelaska iz jednog radnog stanja u drugo. Sa sl.15.7 se vidi da smanjenje odnosa transformacije dovodi do povećanja jačine struje I_{lq} . Povećana jačina struje izaziva dodatne padove napona, što znači da će se ravnotežno stanje uspostaviti pri nižoj vrednosti napona U_1 nego u slučaju da nema regulatora napona. Ukoliko bi se naponske prilike u sistemu i dalje pogoršavale došlo bi do uzastopnog delovanja regulatora napona i prelaska na rad na donjoj graničnoj vrednosti regulacionog dela, posle čega se radna tačka pomera duž karakteristike opterećenja koja odgovara minimalnoj vrednosti nenominalnog odnosa transformacije a_{min} .



Sl.15.7 Pomeranje radne tačke pri promeni odnosa transformacije regulacionog transformatora uz održavanje konstantne snage potrošnje

Treba istaći da je sa aspekta pada napona veoma nepovoljan slučaj kada je $k_{qu}=0$, odnosno kada je u pitanju potrošnja konstantne snage. U tom slučaju svako smanjenje napona dovodi do znatnih povećanja jačine struje, što u krajnjoj meri uslovljava dodatne padove napona. Kada je $k_{qu}>0$ ova povećanja jačine struje su manja nego za $k_{qu}=0$, što znači da su i manji dodatni padovi napona pa samim tim i povoljnije naponske prilike.

Na osnovu prethodne kvalitativne analize, kao zadatak se nameće određivanje uslova kada je efikasna regulacija napona pomoću regulacionih transformatora. Imajući u vidu sliku 15.5 i zamensku šemu transformatora na sl.15.4.a za napon kod potrošača se dobija:

$$U_p = \frac{U_M}{a} \frac{Z_p}{\sqrt{\left(\frac{R_M}{a^2} + R_T + R_v + R_p\right)^2 + \left(\frac{X_M}{a^2} + X_T + X_v + X_p\right)^2}}, \quad (15.33)$$

gde je:

U_M - napon jake mreže (na koju je priključen regulacioni transformator),

R_M, X_M - otpornost i reaktansa jake mreže,

R_p, X_p - otpornost i reaktansa potrošača.

Stavljajući da je:

$$R_{ekv} = R_T + R_v + R_p \quad \text{ i } \quad X_{ekv} = X_T + X_v + X_p, \quad (15.34)$$

relacija (15.33) postaje:

$$U_p = \frac{U_M Z_p}{\sqrt{a^2 \left(\frac{R_M}{a^2} + R_T + R_v + R_p\right)^2 + a^2 \left(\frac{X_M}{a^2} + X_T + X_v + X_p\right)^2}}. \quad (15.35)$$

Da bi se videlo kako promena prenosnog odnosa utiče na napon kod potrošača posmatraće se potkorena veličina:

$$K = a^2 \left(\frac{R_M}{a^2} + R_T + R_v + R_p\right)^2 + a^2 \left(\frac{X_M}{a^2} + X_T + X_v + X_p\right)^2. \quad (15.35)$$

Diferenciranjem po a ove, potkorene veličine dobija se:

$$\frac{\partial K}{\partial a} = \frac{2Z_M^2}{a^3} + 2aZ_{ekv}^2, \quad (15.36)$$

gde je $Z_M^2 = R_M^2 + X_M^2$ i $Z_{ekv}^2 = R_{ekv}^2 + X_{ekv}^2$.

Iz jednačine $\frac{\partial K}{\partial a} = 0$ dobija se:

$$Z_M = a^2 Z_{ekv}. \quad (15.37)$$

Ako je $Z_M > a^2 Z_{ekv}$ sledi da je $\frac{\partial K}{\partial a} < 0$, što znači da smanjivanje

prenosnog odnosa dovodi do porasta potkorene veličine K , odnosno do smanjivanja napona kod potrošača. Da bi, u ovom slučaju, došlo do povećanja napona, odnosno njegovog održanja na zadatu vrednost potrebno je povećati prenosni odnos transformatora, što je u suprotnosti sa uobičajenim pristupom kod regulacije, koji se ogleda u smanjivanju prenosnog odnosa. Međutim, ovaj slučaj je izuzetno redak u praksi i praktično se može javiti u slučajevima kada regulatori pobude kod sinhronih generatora dostignu svoj granični položaj.

Na osnovu ovog može se konstatovati da je regulacija napona pomoću regulacionih transformatora efikasna kada je impedansa napojne mreže različita od sumarne impedanse transformatora, radijalnog voda i potrošača, tj. $Z_M \neq a^2 Z_{ekv}$. Kada je $Z_M < a^2 Z_{ekv}$ regulacija napona se vrši smanjivanjem prenosnog odnosa a , dok u retkim slučajevima kada je $Z_M > a^2 Z_{ekv}$ za poboljšanje naponskih prilika treba vršiti povećanje prenosnog odnosa transformatora.

Long-Duration Voltage Variations

Utilities generally try to maintain the service voltage supplied to an end user within ± 5 percent of nominal. Under emergency conditions, for short periods, ANSI Standard C84.1 permits the utilization voltage to be in the range +6 percent to -13 percent of the nominal voltage. Some sensitive loads have more stringent voltage limits for proper operation and, of course, equipment generally operates more efficiently at near-nominal voltage. This chapter addresses the fundamental problems behind voltage regulation and the general types of devices available to correct the problem.

6.1 Principles of Regulating the Voltage

The root cause of most voltage regulation problems is that there is too much impedance in the power system to properly supply the load (Fig. 6.1). Therefore, the voltage drops too low under heavy load. Conversely, when the source voltage is boosted to overcome the impedance, there can be an overvoltage condition when the load drops too low. The corrective measures usually involve either compensating for the impedance, Z , or compensating for the voltage drop, $IR + jIX$, caused by the impedance.

The options for improving the voltage regulation are

1. Add voltage regulators, which boosts the apparent V_1 .
2. Add shunt capacitors to reduce the current, I , and shift it to be more in phase with the voltage.

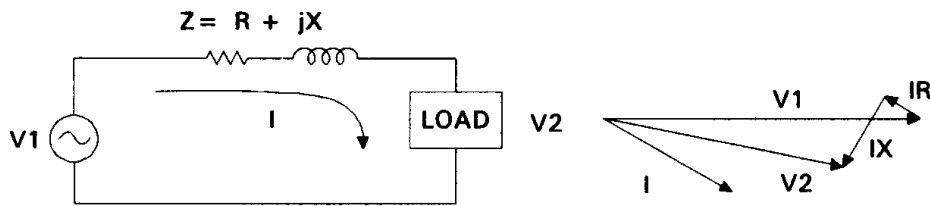


Figure 6.1 Voltage drop across the system impedance is the root cause of voltage regulation problems.

3. Add series capacitors to cancel the inductive impedance drop (IX).
4. Reconductor lines to a larger size to reduce the impedance, Z .
5. Change the service transformer to a larger size to reduce impedance, Z .
6. Add static var compensators, which serve the same purpose as capacitors for rapidly changing loads.

6.2 Devices for Voltage Regulation

There are a variety of voltage regulation devices in use on utility and industrial power systems. We typically divide these devices into three major classes:

1. Tap-changing transformers
2. Isolation devices with separate voltage regulators
3. Impedance compensation devices, such as capacitors

There are both mechanical and electronic tap-changing transformers. Most of the tap-changing transformer designs are auto-transformers, although there are also numerous applications of two- and three-winding transformers with tap changers. The mechanical devices are for the slower-changing loads while the electronic ones can respond very quickly to voltage changes.

Isolation devices include UPS systems, ferroresonant (constant voltage) transformers, M-G sets, and the like. These are devices that essentially isolate the load from the power source by performing some sort of energy conversion. Therefore, the load side of the device can be separately regulated and can

maintain constant voltage regardless of what is occurring at the power supply. The downside of using such devices is that they introduce more losses and may also cause harmonics problems on the power supply system.

Shunt capacitors help maintain the voltage by reducing the current in the lines. Also, by overcompensating inductive circuits, a voltage rise can be achieved. To maintain a more constant voltage, the capacitors can be switched in conjunction with the load, sometimes in small incremental steps to follow the load more closely. If the objective is simply to maintain the voltage at a higher value to avoid an undervoltage condition, the capacitors are often fixed (not switched).

Series capacitors are relatively rare, but are useful for some impulse loads like rock crushers and tire testers.¹ Many potential users shy away from them because of the extra care in engineering required for the series capacitor installation to function properly. However, they are very effective in certain system conditions, primarily with rapidly changing large loads that are causing excessive flicker.

The series capacitors compensate for most of the inductance in the system leading up to the load. If the system is highly inductive, this represents a significant reduction in the impedance. If the system is not highly inductive, but has a high proportion of resistance, series capacitors will not be very effective. This is typical of many industrial systems that have long lengths of cable between the transformer and the load. Reconductoring or changing the transformer must be done to achieve a significant reduction in the impedance.

Another approach to flicker-causing loads is to apply static var compensators. These can react within a few cycles to maintain a fairly constant voltage by controlling the reactive power production. Such devices are commonly used on arc furnaces and other randomly varying loads where the system is weak and the resulting flicker is affecting nearby customers.

6.2.1 Utility step-voltage regulators

The typical utility tap-changing regulator can regulate from -10 to $+10$ percent of the incoming line voltage in 32 steps of $\frac{5}{8}$ percent. There are some variations, but the majority are of this type. Distribution substation transformers commonly have three-phase load tap changers (LTCs) while regulators in-

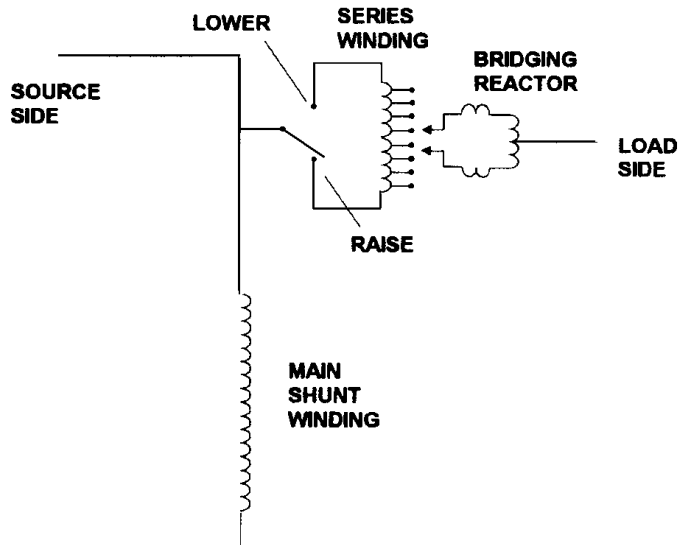


Figure 6.2 Schematic diagram of one type of utility voltage regulator commonly applied on distribution lines.

stalled out on the feeders are typically single-phase. Line regulators may be installed in banks of two or three; it is not uncommon to have open-delta banks on three-phase feeders with light to moderate load for purposes of economy.

Figure 6.2 shows a schematic of a utility step voltage regulator. Although the concept of a tap-changing autotransformer is simple, a utility voltage regulator is a fairly complicated piece of apparatus designed to achieve a long life and high reliability of the tap-changing mechanism.

Utility voltage regulators are relatively slow. The time delay for when the voltage goes out of band is at least 15 s and is commonly 30 or 45 s. Thus, it is not suitable where voltages may vary in matters of cycles or seconds. Their main application is boosting voltage on long feeders. The voltage band typically ranges from 1.5 to 3.0 V on a 120-V base. The control can be set to maintain voltage at some point downline from the feeder by using the *line drop compensator*. This results in a more level average voltage response and helps prevent over-voltages for customers near the regulator.

6.2.2 Ferroresonant transformers

On the end-user side, ferroresonant transformers are not only useful in protecting equipment from voltage sags, but they can also be used to attain very good voltage regulation (± 1 percent output). Figure 6.3 shows the steady-state input/output charac-

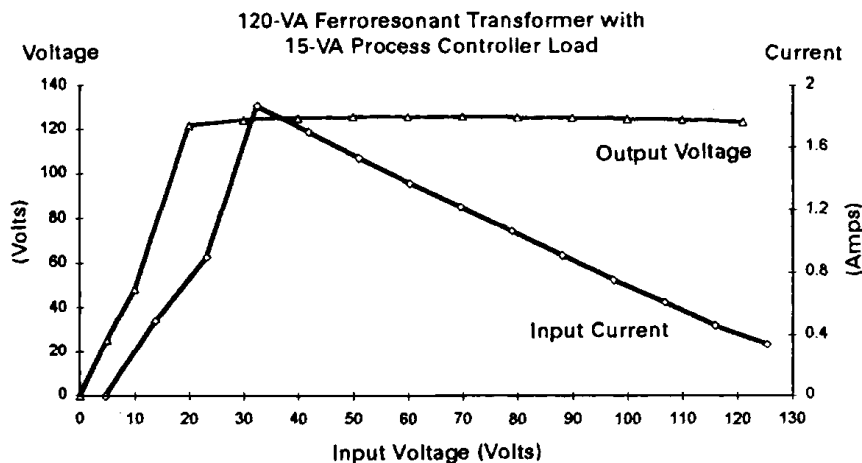


Figure 6.3 Ferroresonant transformer steady-state characteristics.

teristics of a 120-VA ferroresonant transformer with a 15-VA load. As the input voltage is reduced down to 30 V, the output voltage stays constant. If the input voltage is reduced further, the output voltage begins to collapse. In addition, as the input voltage is reduced, the current drawn by the ferroresonant transformer increases substantially from 0.4 to 2 A. However, ferroresonant transformers tend to be lossy and inefficient.

6.2.3 Electronic tap-switching regulator

An electronic tap-switching regulator (Fig. 6.4) can also be used to regulate voltage. They are more efficient than ferroresonant transformers, and use silicon-controlled rectifiers (SCRs) or triacs to quickly change taps, and hence voltage. Tap-switching

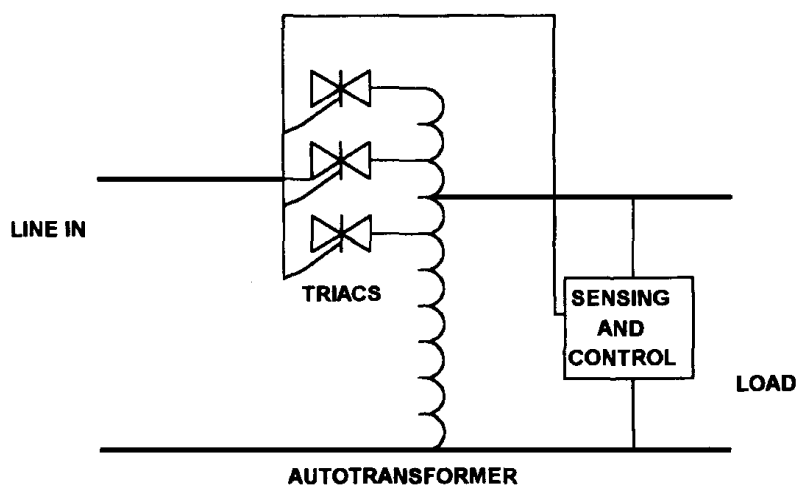


Figure 6.4 Electronic tap-switching regulator.

regulators have a very fast response time of a half-cycle, and are popular for medium-power applications.

6.2.4 Magnetic synthesizers

Magnetic synthesizers, although intended for short-duration voltage sags (see Chap. 3), can also be used for steady-state voltage regulation. One manufacturer, for example, states that for input voltages of ± 40 percent, the output voltage will remain within ± 5 percent at full load.

6.2.5 On-line UPS systems

On-line UPS systems intended for protection against sags and brief interruptions can also be used for voltage regulation provided the source voltage stays sufficiently high to keep the batteries charged. This is a common solution for small, critical computer or electronic control loads in an industrial environment that has large, fluctuating loads causing the voltage to vary.

6.2.6 Motor-generator sets

Motor-generator sets (Fig. 6.5) are also used for voltage regulation. They completely decouple the load from the electric power system, shielding the load from transients. Voltage regulation is provided by the generator control. The major drawback of M-G sets is their response time to large load changes. Motor-generator sets can take several seconds to bring the voltage back up to the required level, making this device too slow for voltage regu-

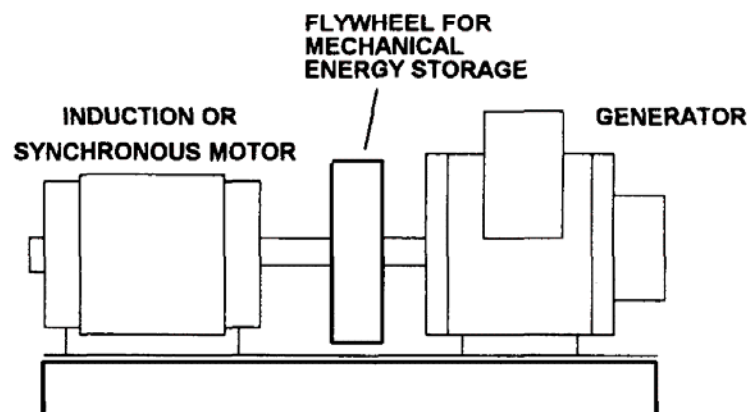


Figure 6.5 Motor-generator set.

lation of certain loads, especially rapidly varying loads. Motor-generator sets can also be used to provide ride through from input voltage variations, especially voltage sags, by storing energy in a flywheel.

6.2.7 Static var compensators

Static var compensators can be applied either to utility systems or to industrial systems. They help regulate the voltage by responding very quickly to supply or consume reactive power. This acts with the system impedance to either raise or lower the voltage on a cycle-by-cycle basis.

There are two main types of static var compensator in common usage, as shown in Fig. 6.6. The thyristor-controlled reactor (TCR) scheme is probably the most common. It employs a fixed-capacitor bank to provide leading reactive power and a thyristor-controlled inductance that is gated on in various amounts to cancel all or part of the effect of the capacitance. The capacitors are frequently configured as filters to clean up the harmonic distortion caused by the thyristors.

The thyristor-switched capacitor operates by switching multiple steps of capacitors quickly to match the load requirements as closely as possible. This is a more coarse regulation than a TCR, but is often adequate. The capacitors are generally gated fully on so there are no harmonics in the currents. The switching point is controlled so that there are no switching transients.

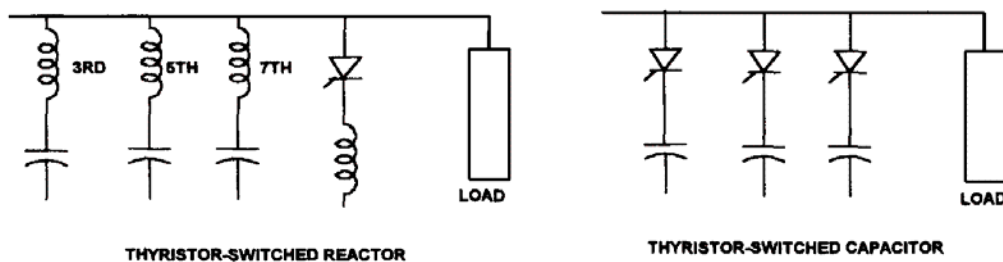


Figure 6.6 Common static var compensator configuration.

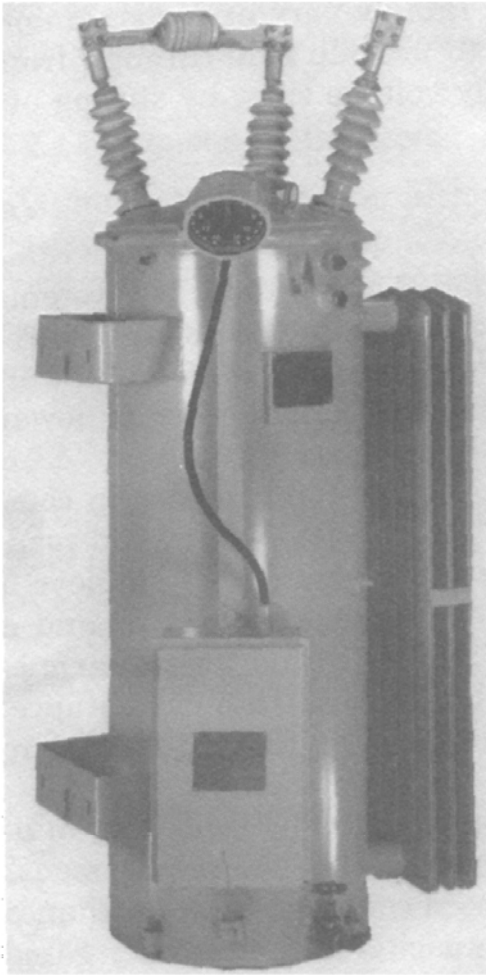


Figure 6.7 Typical utility 32-step voltage regulator. (*Courtesy of Cooper Power Systems.*)

6.3 Utility Voltage Regulator Application

Figure 6.7 shows a photograph of a typical 32-step voltage regulator used by U.S. utilities. This is a single-phase device that is frequently pole-mounted, either one to a single pole or three on a platform between two poles. They may be connected in wye-grounded, leading delta, lagging delta, or open delta. The controls are integral to the device and each phase is controlled separately.

Volumes could be written on the application of regulators, but we will restrict our discussion here to a few topics particularly relevant to power quality: use of the line drop compensator for leveling voltage profiles and load rejection with respect to the application of regulators in series.

6.3.1 Line drop compensator

Regulators are very effective in alleviating low-voltage conditions on distribution feeders when the load has outgrown the ca-

pability of the feeder at peak load conditions. Because it is time-consuming to determine the correct settings for line drop compensation, the R and X settings are often set to zero and the voltage regulation set point is set near the maximum allowable (125 or 126 V on a 120-V base). This results in the feeder voltage being near the maximum most of time because the load is at peak for only a small percentage of the hours each year. This is satisfactory in most respects except that

1. Transformers operate higher on their saturation curve, producing more harmonic currents (and losses), contributing more to the harmonic distortion on the feeder, which can be particularly troublesome at low loads.
2. Customers may experience more frequent replacement of incandescent lamps.

The purpose of the line drop compensator is to level out the voltage profile so that it provides the necessary voltage boost at peak load yet keeps the voltage closer to nominal at lower loads. This is illustrated in Fig. 6.8. To simplify the discussion, we've assumed there is no LTC in the substation and the only regulator of concern is a feeder regulator at the substation. In part *a*, no compensation is used and the voltage setting is 5 percent high, or 126 V on 120-V systems. Since there is some bandwidth on the control, the voltage may actually go higher than this. In part *b*, the voltage setting is 120 V (100 percent) with the line drop compensator set some distance out on the feeder as shown. At peak load the voltage at the regulator rises to 105 percent, which is necessary to keep the end of the feeder at the proper voltage. However, at low load, the feeder voltage profile is closer to 100 percent voltage.

There are numerous practices for determining line drop compensator settings. Manufacturers provide computer programs for computing the settings provided the CT and PT ratios are known. These vary with regulator sizes and must be specifically known before the proper setting can be computed. Of course, this also requires the user to model the feeders on a computer program, for which the data may not be readily available. Manufacturer's guide books also have simple formulas and rules-of-thumb for determining settings.

The line drop compensator settings are called R and X for the resistive and reactive portions of the compensator, respectively. However, the units are volts on a 120-V base instead of ohms.

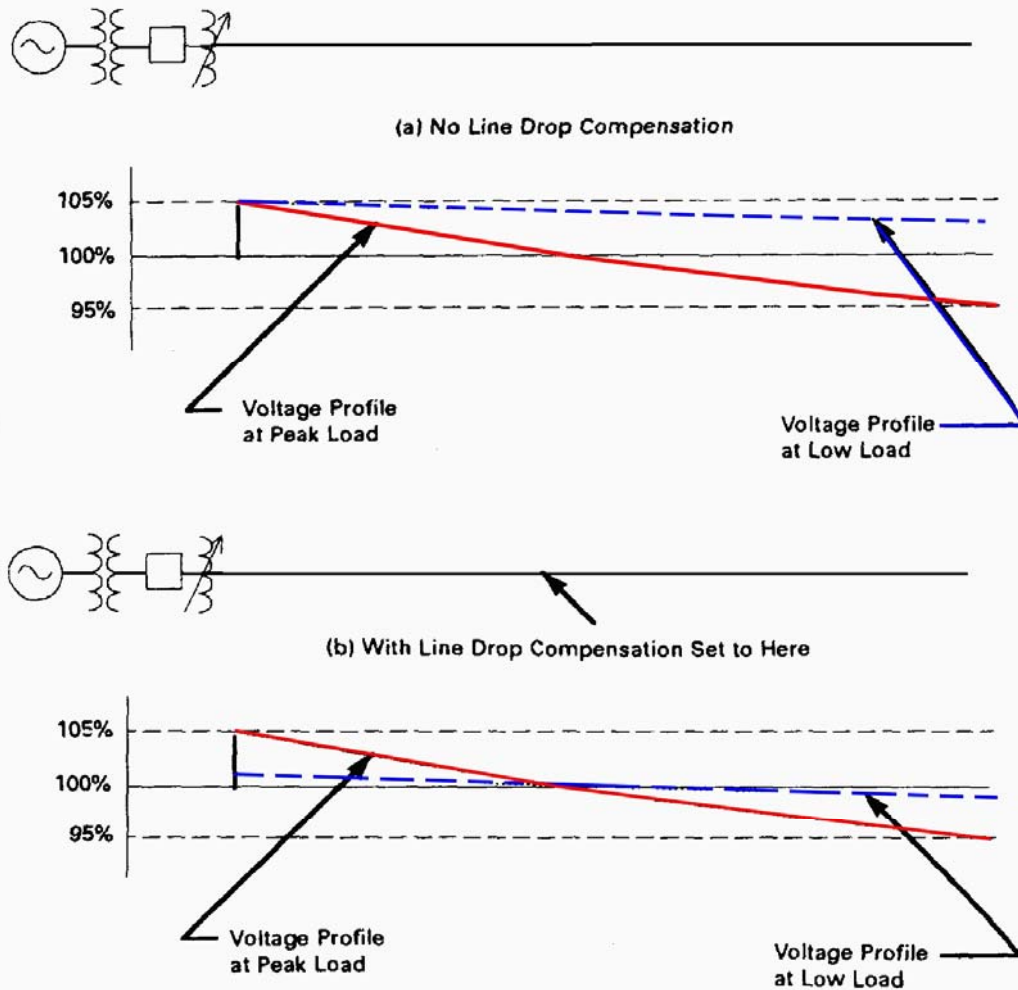


Figure 6.8 The effect of line drop compensation on the voltage profile.

To convert from actual line impedance in ohms to the R and X settings, the basic formula is

$$(R + jX)_{\text{setting}} = (R + jX)_{\text{ohms}} \left(\frac{\text{CT rating}}{\text{PT ratio}} \right) \quad (6.1)$$

where the CT is specified by the line current *rating* and the PT *ratio* is the nominal line-neutral voltage divided by 120 V.

These R and X values are used directly for wye-connected regulators. For delta-connected regulators, these values must be modified to account for the 30-degree phase shift in the voltage with respect to the line current. For a leading delta connection, multiply by $1\angle-30$ degrees, for a lagging delta, multiply by $1\angle+30$ degrees.

Some utilities have developed average standard settings that they have found to be effective. Many determine the R and X

settings experimentally by sending a line technician to the low-voltage point on the feeder while another adjusts the R and X settings. Ideally, this should be done at the peak load so that a voltage setting and line drop setting may be found that is successful in meeting this condition. It will, in all likelihood, meet the lower load conditions satisfactorily, although downline switched capacitor banks may fool the control somewhat when they switch to a different state. Therefore, the voltage profile should be monitored at one or two key locations for a few days to make certain the setting is adequate.

Obviously, this process takes time and it is often not convenient to send a crew to check a regulator setting when the peak load occurs. Often, at this time, the crews are busy with more urgent matters such as changing out overloaded transformers to get customers back in service. There is a definite benefit to the power quality if the regulator is set properly, so some effort should be made. Fortunately, manufacturers are now supplying controls with telecommunications capability so that the settings can be adjusted more conveniently from a control center.

Many manufacturers also offer sophisticated controls with a choice of load following algorithms. In the case of power quality complaints with the voltage going out of band or too many tap changes, consult the user's manual and experiment with other algorithms to achieve a smoother regulation.

6.3.2 Regulators in series

In sparsely populated areas it is not uncommon to find two or more regulator banks in series on extremely long lines feeding remote loads. Two notable applications are service to irrigation and mining loads where lines extend for miles with only an occasional load. These applications require special considerations to avoid power quality problems.

One important consideration for coordinating the regulators in series is properly setting the initial time delay. The regulator nearest the substation is set with the shortest time delay, typically 15 or 30 s. Regulators further downline are set with time delay of 15 s longer. This minimizes tap changing on the downline regulators, keeping the voltage variations to a minimum, and extending contact life.

Perhaps the greatest power quality problem in this situation is load rejection. The sudden loss of load, which can happen

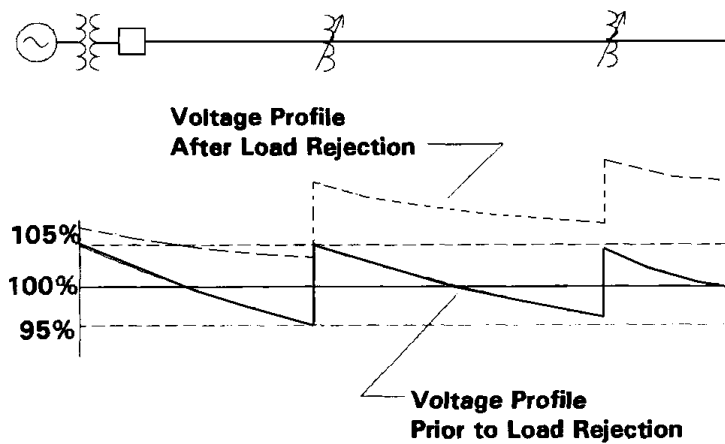


Figure 6.9 Illustration of overvoltage resulting from load rejection on regulators in series.

after a fault, will result in greatly excessive voltages because the regulator boosting will be cumulative (Fig. 6.9). Overvoltages of 20 percent or more can occur. Transformer saturation and remaining load will help hold the voltage down, but it will still exceed normal limits by a considerable margin.

To minimize damage to loads, regulators employ a “rapid runback” control scheme that bypasses the normal time delay and runs the regulators back down as quickly as possible. This is typically 2 to 4 s per tap change.

6.4 Capacitors for Voltage Regulation

Capacitors may be used for voltage regulation on the power system in either the shunt or series configuration.

6.4.1 Shunt capacitors

As shown in Fig. 6.10a, the presence of a shunt capacitor at the end of a feeder results in a gradual change in voltage along the feeder. Ideally, the percent voltage rise at the capacitor

$$\% \Delta V = \frac{100 \cdot (V_{\text{with cap}} - V_{\text{no cap}})}{V_{\text{with cap}}} \quad (6.2)$$

would be zero at no load, and rise to maximum at full load. However with shunt capacitors, percent voltage rise is essentially independent of load. Therefore, automatic switching is often employed in order to deliver the desired regulation at high loads, but prevent excessive voltage at low loads. This

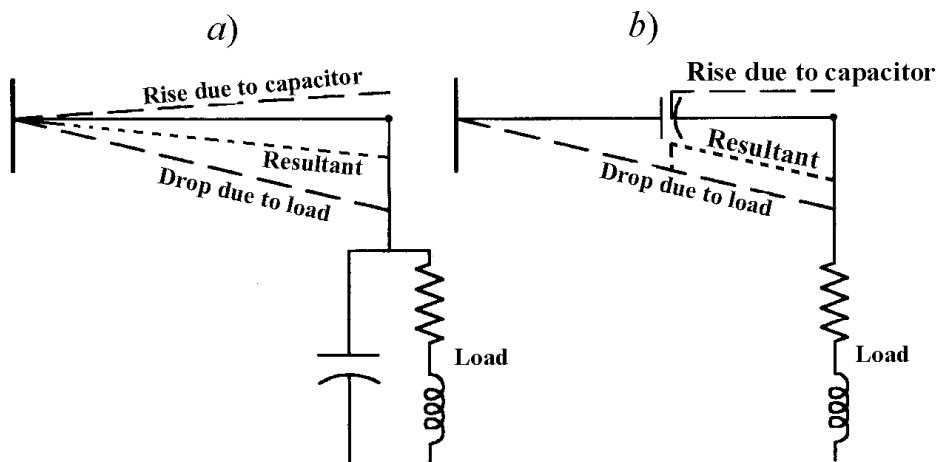


Figure 6.10 Feeder voltage rise due to shunt (a) and series (b) capacitors.

practice may result in transient overvoltages inside customer facilities, as described in Chap. 4.

Application of shunt capacitors may also result in a variety of harmonic problems (see Chap. 5).

6.4.2 Series capacitors

Unlike the shunt capacitor, a capacitor connected in series with the feeder results in a voltage rise at the end of the feeder that varies directly with load current. Voltage rise is zero at no load, and maximum at full load. Thus, series capacitors do not need to be switched in response to changes in load. Moreover, a series capacitor requires far smaller kilovolt and kvar ratings than a shunt capacitor delivering equivalent regulation.

However, series capacitors have several disadvantages. First, they cannot provide reactive compensation for feeder loads, and so do not significantly reduce system losses. Series capacitors can only release additional system capacity if it is limited by excessive feeder voltage drop. Shunt capacitors, on the other hand, are also effective when system capacity is limited by high feeder current.

Second, series capacitors cannot tolerate fault current. This would result in a catastrophic overvoltage, and must be prevented by bypassing the capacitor through an automatic switch. An arrester must also be connected across the capacitor to divert current until the switch closes.

There are several other concerns that must be evaluated in a series capacitor application. These include resonance and/or

hunting with synchronous and induction motors, and ferroresonance with transformers. Because of these concerns, the application of series capacitors on distribution systems is very limited. One area where they have proved to be advantageous is where feeder reactance must be minimized to reduce flicker.

6.5 End-User Capacitor Application

The application of power factor correction capacitors is generally motivated by economics to eliminate utility power factor penalties, but there are reasons from the perspective of power quality as well. The reasons that an end user might decide to apply power factor correction capacitors are

- To reduce the electric utility bill
- To reduce I^2R losses and, therefore, heating in lines and transformers
- To increase the voltage at the load, increasing production and/or the efficiency of the operation
- To reduce current in the lines and transformers, allowing additional load to be served without building new circuits

There can be power quality problems as the result of adding capacitors. The most common are harmonics problems. While power factor correction capacitors are not harmonic sources, they can interact with the system to accentuate the harmonics that are already there (see Chap. 5). There are also switching transient side effects such as magnification of utility capacitor switching transients (see Chap. 4).

6.5.1 Location for power factor correction capacitors

The benefits realized by installing power factor correction capacitors include the reduction of reactive power flow on the system. Therefore, for best results, power factor correction should be located as close to the load as possible. However, this may not be the most economical solution or even the best engineering solution, due to the interaction of harmonics and capacitors.

Often capacitors are installed with large induction motors (C3 in Fig. 6.11). This allows the capacitor and motor to be switched as a unit. Large plants with extensive distribution

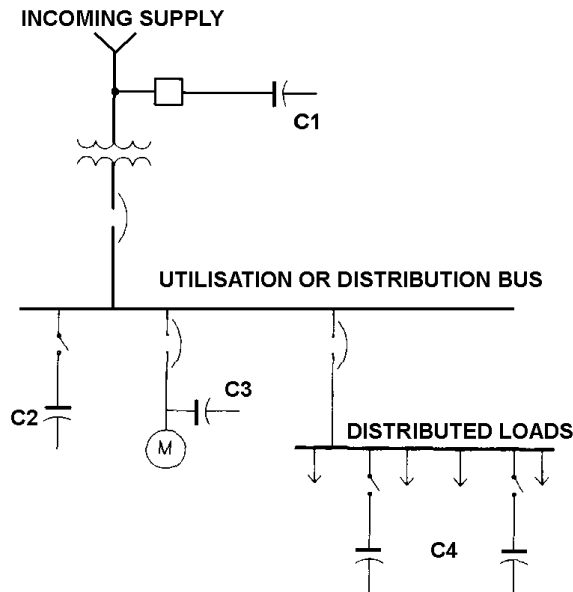


Figure 6.11 Location of power factor correction.

systems often install capacitors at the primary voltage bus (C1) when utility billing encourages power factor correction. Many times however, power factor correction and harmonic distortion reduction must be accomplished with the same capacitors. Location of larger harmonic filters on the distribution bus (C2) provides the required compensation and a low-impedance path for harmonic currents to flow, keeping the harmonic currents off the utility system.

The disadvantage of placing capacitors only at the utilization or distribution bus is that there is no reduction of current and line losses within the plant. Loss and current reduction is achieved when the capacitors are distributed throughout the system. Some industrial end users install capacitors at the motor control centers, which is often more economical than putting the capacitors on each motor. The capacitors' controls can be tied in with the motor controls so that the capacitors are switched when needed.

6.5.2 Voltage rise

The voltage rise from placing capacitors on an inductive circuit is a two-edged sword from the power quality standpoint. If the voltage is low, then the capacitors provide an increase to bring the voltage back into tolerable limits. However, if the capacitors are left energized when the load is turned off, the voltage can rise too high, resulting in a sustained overvoltage.

The voltage rise realized with the installation of capacitors is approximated from

$$\% \Delta V = \frac{\text{kvar}_{\text{cap}} \times Z_{\text{tx}} (\%) }{\text{kVA}_{\text{tx}}} \quad (6.3)$$

where $\% \Delta V$ = percent voltage rise

kvar_{cap} = capacitor bank rating

kVA_{tx} = step-down transformer rating

Z_{tx} = step-down transformer impedance, %

This formula assumes that the transformer is the bulk of the total impedance of the power system up to the point at which the capacitor is applied.

As mentioned above, one power quality problem that arises is that the voltage rises too high when the capacitors remain energized at low load levels. One common symptom of this is loud humming in the supply transformer and, in some cases, overheating due to overexcitation of the core. Another symptom is the loss of excessive numbers of incandescent light bulbs coincident with the installation of a capacitor bank. Thus, this formula should be applied to investigate whether it is feasible to leave the capacitors energized. If not, some control strategy must be devised to switch the capacitors off at light loads.

6.5.3 Reduction in power system losses

Since losses are inversely proportional to the power factor squared (PF^2), the reduction in power system losses is estimated from

$$\% \text{ power loss} \propto 100 \left(\frac{\text{PF}_{\text{original}}}{\text{PF}_{\text{corrected}}} \right)^2 \quad (6.4)$$

$$\% \text{ loss reduction} = 100 \left[1 - \left(\frac{\text{PF}_{\text{original}}}{\text{PF}_{\text{corrected}}} \right)^2 \right] \quad (6.5)$$

where $\% \text{ loss reduction}$ = percent reduction in losses

$\text{PF}_{\text{original}}$ = original power factor (pu)

$\text{PF}_{\text{corrected}}$ = corrected power factor (pu)

This formula basically applies to a single capacitor on a radial feed. However, it is also approximately correct if the capacitors are well distributed throughout the plant so that each major

branch circuit experiences approximately the same percentage loss improvement.

Keep in mind that this formula gives the percent reduction possible over the present losses *upline* from the capacitors. There is no reduction in losses in the lines and transformers between the capacitor and the load.

6.5.4 Reduction in line current

The percent line current reduction can be approximated from

$$\% \Delta I = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \theta_{\text{before}}}{\cos \theta_{\text{after}}} \right) \right] \quad (6.6)$$

where $\% \Delta I$ = percent current reduction

θ_{before} = power factor angle before correction

θ_{after} = power factor angle after correction

Again, this applies only to currents upline from the capacitor.

6.5.5 Displacement power factor vs. true power factor

The traditional concepts of selecting power factor correction are based on the assumption that loads on the system have linear voltage-current characteristics and that harmonic distortion can be ignored. With these assumptions, the power factor is equal to the *displacement power factor* (DPF). DPF is calculated using the traditional power factor triangle method (Fig. 6.12) and is often written:

$$\text{DPF} = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} = \cos \theta \quad (6.7)$$

where kW and kVA are the fundamental frequency quantities only.

Harmonic distortion in the voltage and current caused by nonlinear loads on the system changes the way power factor

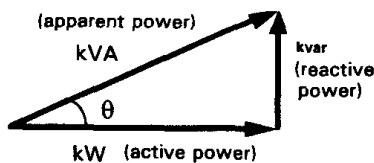


Figure 6.12 Displacement power factor triangle.

must be calculated. *True power factor* (TPF) is defined as the ratio of real power to the total volt-amperes in the circuit:

$$\text{TPF} = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} = \frac{P}{V_{\text{rms}} \times I_{\text{rms}}} \quad (6-8)$$

As before, the power factor is defined as the ratio of kW to kVA, but in this case, the kVA includes harmonic distortion volt-amperes. The total kVA (apparent power) is determined by multiplying the true rms voltage by the true rms current. It can be significantly higher than the fundamental frequency kVA. The active power, P , is generally increased only marginally by the distortion.

TPF is the true measure of the efficiency with which the real power is being used. In the trivial case of no distortion, it defaults to the DPF. Capacitors basically compensate only for the fundamental frequency reactive power (vars) and cannot completely correct the true power factor to unity when there are harmonics present. In fact, capacitors can make true power factor worse by creating resonance conditions which magnify the harmonic distortion. On typical power systems, the I_{rms} term in the above equation is generally the one most affected by harmonic distortion although the V_{rms} term may also be increased.

Assuming the voltage THD is zero, the maximum to which you can correct the true power factor can be approximated by

$$\text{TPF} \approx \sqrt{\frac{1}{1 + \text{THD}_{\text{current}}^2}} \quad (6.9)$$

(THD in pu). DPF is still very important to most industrial customers because utility billing for power factor penalties is generally based on it. Most revenue metering schemes currently account only for the DPF. However, this could change because modern electronic meters certainly have the capability to compute the TPF, which will be considerably lower for some types of industrial loads.

6.5.6 Selecting the amount of capacitance

For reference for those wishing to apply capacitors to correct the power factor, the kvar rating of capacitance required to correct a load to a desired power factor is given by

$$\begin{aligned}
 \text{kvar} &= \text{kW}(\tan \phi_{\text{orig}} - \tan \phi_{\text{new}}) \\
 &= \sqrt{\frac{1}{\text{PF}_{\text{orig}}^2} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\text{PF}_{\text{new}}^2} - 1} \quad (6.10)
 \end{aligned}$$

where kvar = required compensation in kvar

kW = real power in kW

ϕ_{orig} = original power factor phase angle

ϕ_{new} = desired power factor phase angle

PF_{orig} = original power factor

PF_{new} = desired power factor

Table 6.1 summarizes the above equation in tabular form.

After selecting estimated capacitor sizes, two power quality checks should be done:

1. Determine the no-load voltage rise to make sure that the voltage will not rise above 110 percent when the load is minimum. If it does, you will have to switch some of the capacitors off or apply fewer capacitors.
2. Determine the impact of the capacitors on harmonics (see Chap. 5).

If harmonics prove to be a problem, typical options are:

1. Change the amount of capacitors, if possible. Avoid certain switching combinations. This is generally the least expensive solution.
2. Convert some of the capacitors to one or more filters, usually placed at the main bus.
3. Employ an adaptive control to monitor the harmonic distortion and switch the capacitors to avoid resonance. This might be appropriate for large industrial loads where numerous switched capacitors are coming on and off line randomly.

6.6 Regulating Utility Voltage with Dispersed Sources

It is becoming more popular for distribution planners to consider dispersed generation and storage devices to postpone investments in substations and transmission lines until the load has grown to a sufficient size to warrant the investment. This con-

TABLE 6.1 kW Multiplier to Determine kvar Requirement

Original PF	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
0.50	0.982	1.034	1.086	1.139	1.192	1.248	1.306	1.369	1.440	1.529	1.732
0.52	0.893	0.945	0.997	1.049	1.103	1.158	1.217	1.280	1.351	1.440	1.643
0.54	0.809	0.861	0.913	0.965	1.019	1.074	1.133	1.196	1.267	1.356	1.559
0.56	0.729	0.781	0.834	0.886	0.940	0.995	1.053	1.116	1.188	1.276	1.479
0.58	0.655	0.707	0.759	0.811	0.865	0.902	0.979	1.042	1.113	1.201	1.405
0.60	0.583	0.635	0.687	0.740	0.794	0.849	0.907	0.970	1.042	1.130	1.333
0.62	0.515	0.567	0.620	0.672	0.726	0.781	0.839	0.903	0.974	1.062	1.265
0.64	0.451	0.503	0.555	0.607	0.661	0.716	0.775	0.838	0.909	0.998	1.201
0.66	0.388	0.440	0.492	0.545	0.599	0.654	0.712	0.775	0.847	0.935	1.138
0.68	0.328	0.380	0.432	0.485	0.539	0.594	0.652	0.715	0.787	0.875	1.078
0.70	0.270	0.322	0.374	0.427	0.480	0.536	0.594	0.657	0.729	0.817	1.020
0.72	0.214	0.266	0.318	0.370	0.424	0.480	0.538	0.601	0.672	0.761	0.964
0.74	0.159	0.211	0.263	0.316	0.369	0.425	0.483	0.546	0.617	0.706	0.909
0.76	0.105	0.157	0.209	0.262	0.315	0.371	0.429	0.492	0.563	0.652	0.855
0.78	0.052	0.104	0.156	0.209	0.263	0.318	0.376	0.439	0.511	0.599	0.802
0.80	0.000	0.052	0.104	0.157	0.210	0.266	0.324	0.387	0.458	0.547	0.750
0.82		0.000	0.052	0.105	0.158	0.214	0.272	0.335	0.406	0.495	0.698
0.84			0.000	0.053	0.106	0.162	0.220	0.283	0.354	0.443	0.646
0.86				0.000	0.054	0.109	0.167	0.230	0.302	0.390	0.593
0.88					0.000	0.055	0.114	0.177	0.248	0.337	0.540
0.90						0.000	0.058	0.121	0.193	0.281	0.484
0.92							0.000	0.063	0.134	0.223	0.426
0.94								0.000	0.071	0.160	0.363
0.96									0.000	0.089	0.292
0.98										0.000	0.203
1.00											0.000

cept is particularly useful when there are a relatively few number of hours each year when the load approaches the system capacity limits. The devices are installed in sizes ranging from 500 kW to 10 MW, and many of them are transportable so that they can be reused at a future date in other locations.

For the present, most of the installations have been considered for the utility distribution substations. This offers load relief for the substation and transmission facilities, but contributes little else to the quality of power for the distribution feeder. Many distribution engineers are now considering the consequences of moving the devices out onto the feeder to gain additional loss reduction, improved reliability, and voltage regulation. While this option may be too expensive to consider for voltage regulation alone, it is a useful consequence of dispersed sources being justified on the basis of deferment of capital expansion.

One potential use of dispersed sources for voltage regulation is related to reliability considerations (Fig. 6.13). Utilities usually have line switches installed so that portions of the distribution feeder can be served from different feeders or substations during emergencies. If the fault occurs at the time of peak load, it may be impossible to pick up any more load from other feeders in the normal manner. However, a generator located close to the switch tie point can potentially provide enough power to support the additional load at a satisfactory voltage.

One advantage of using a generator to regulate the voltage is that its controls generally respond faster and more smoothly than discrete tap-changing devices like regulators and LTCs.

The controls of dispersed sources must be carefully coordinated with existing line regulators and substation LTCs. With conventional regulators, reverse power flow can sometimes fool the

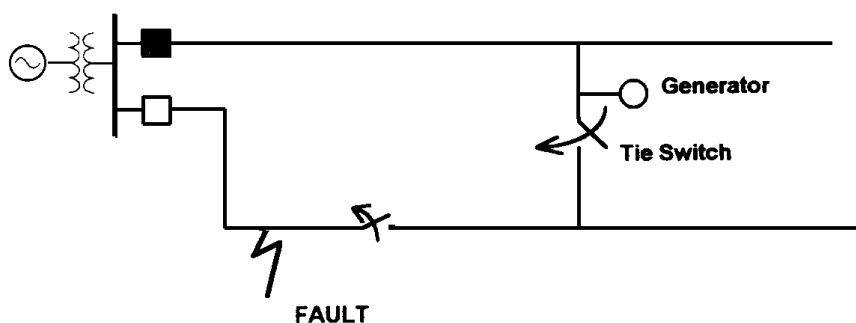


Figure 6.13 Using a generator to support restoration of service to the unfaulted portion of a feeder.

regulators into moving the tap changer in the wrong direction. Also, it is possible for the generator to cause regulators to change taps constantly, causing early failure of the tap-changing mechanism. Fortunately, some regulator manufacturers have anticipated these problems and now provide sophisticated micro-computer-based regulator controls that are able to compensate.

To exploit dispersed sources for voltage regulation, the options are limited to the types of sources with steady, controllable outputs such as gas engines and battery storage. Randomly varying sources such as wind turbines and photovoltaic cells are unsatisfactory for this role and often must be placed on a relatively stiff part of the system or have special regulation to compensate for their output variations.

6.7 Reference

1. L. Morgan and S. Ihara, "Distribution Feeder Modification to Service Both Sensitive Loads and Large Drives," in *1991 IEEE PES Transmission and Distribution Conference Record*, Dallas, September 1991, pp. 686–690.

Voltage Sags and Interruptions

Voltage sags and interruptions are generally related power quality problems, so we will deal with them together to avoid repetition.

A *voltage sag* is a short-duration (typically 0.5 to 30 cycles) reduction in rms voltage caused by faults on the power system and the starting of large loads, such as motors. Momentary interruptions (typically no more than 2 to 5 s) cause a complete loss of voltage and are a common result of the actions taken by utilities to clear transient faults on their systems. Sustained interruptions of longer than 1 min are generally due to permanent faults.

In recent years, utilities have been faced with rising numbers of complaints about the quality of power due to sags and interruptions. There are a number of reasons for this, with the most important being customers with more sensitive loads in all sectors (residential, commercial, and industrial). The influx of digital computers and other types of electronic controls is at the heart of the problem. Computer controls tend to lose their memory and the processes that are being controlled also tend to be more complex, taking much more time to restart. Industries are relying more on automated equipment to achieve maximum productivity to remain competitive. Thus, an interruption has more impact than with loads common just a few years ago.

3.1 Sources of Sags and Interruptions

Voltage sags and interruptions are generally caused by faults (short circuits) on the utility system.⁴ Consider a customer

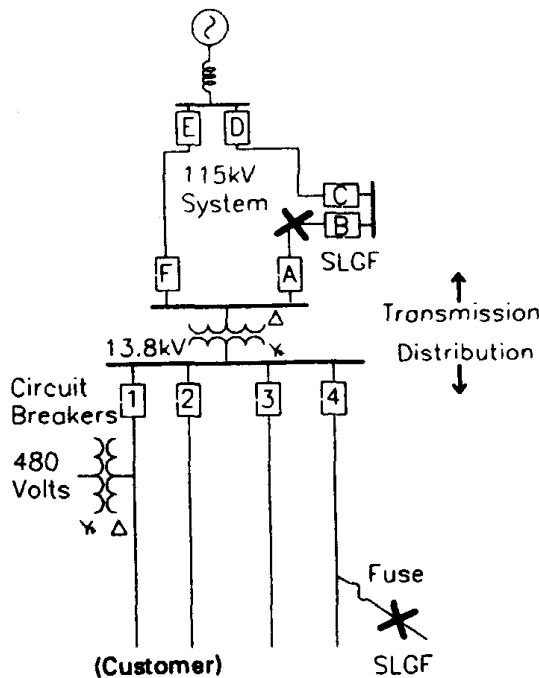


Figure 3.1 An example of an electric utility power system with single-line-to-ground faults (SLGFs) resulting in voltage sags to the customer.

that is supplied from the feeder protected by breaker 1 on the diagram shown in Fig. 3.1. If there is a fault on this feeder, the customer will experience a voltage sag during the fault followed by an interruption when the breaker opens to clear the fault. If the fault is temporary in nature, a reclosing operation on the breaker should be successful and the interruption will only be temporary. It will usually require about five or six cycles for the breaker to operate, during which time a voltage sag occurs. The breaker will remain open for a minimum of 20 cycles up to 2 to 5 s depending on utility reclosing practices. Sensitive equipment will almost surely trip during this interruption.

A much more common event would be a fault on one of the other feeders from the substation or a fault somewhere on the transmission system (see fault locations shown in Fig. 3.1). In any of these cases, the customer will experience a voltage sag during the period that the fault is actually on the system. As soon as breakers open to clear the fault, normal voltage will be restored to the customer.

Figures 3.2 and 3.3 show an interesting utility fault event recorded for an Electric Power Research Institute research project^{1,7} by BMI (Basic Measuring Instruments) 8010 PQNodeTM in-

**Phase B Voltage April 29, 1994 at 22:14:20 PQNode Local
RMS Variation Trigger**

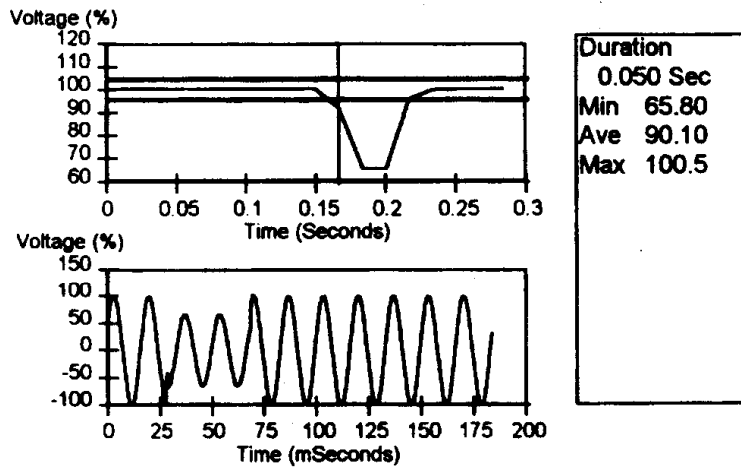


Figure 3.2 Voltage sag due to short circuit fault on a parallel electric utility feeder.

**Phase B Voltage April 29, 1994 at 22:14:20 PQNode Local
RMS Variation Trigger**

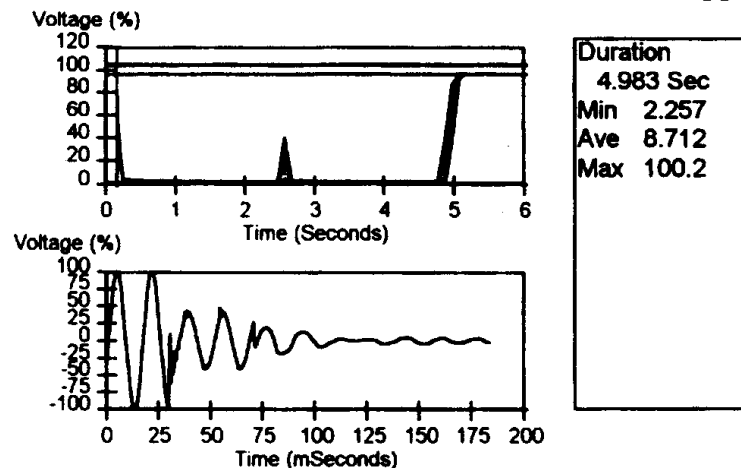


Figure 3.3 A short circuit fault event with two fast-trip operations of the utility line recloser.

struments* at two locations in the power system. The top chart in each of the figures is the rms voltage variation with time and the bottom chart is the first 175 ms of the actual waveform. Figure 3.2 shows the characteristic measured at a customer location on an unfaulted part of the feeder. Figure 3.3 shows the

*PQNode is a trademark of Basic Measuring Instruments, Santa Clara, Calif.

momentary interruption (actually two separate interruptions) observed downline from the fault. The interrupting device in this case was a line recloser that was able to interrupt the fault very quickly in about 2.5 cycles. This device can have a variety of settings. In this case, it had the common setting of two fast operations and two delayed operations. Figure 3.2 shows the brief sag for the first fast operation only. There was an identical sag for the second operation. While this is a very brief sag that is virtually unnoticeable by observing lighting blinks, many industrial processes would have shut down because the voltage sagged to 65 percent during this time.

Figure 3.3 clearly shows the voltage sag prior to fault clearing and the subsequent two fast recloser operations. The reclose time (the time the recloser was open) was a little more than 2 s, a very common time for a utility line recloser. Apparently, the fault—perhaps a tree branch—was not cleared completely by the first operation, necessitating a second operation. The system was restored after the second operation.

Figure 3.4 shows recent typical U.S. utility voltage sag data.¹⁰ The bar chart represents the average number of events per 30-day month in which the voltage sags to the indicated range. The solid line curve represents the cumulative probability that a given event is less than the voltage shown. Actual interruptions of power are represented by the zero voltage bar. According to the data, approximately 10 percent of the total

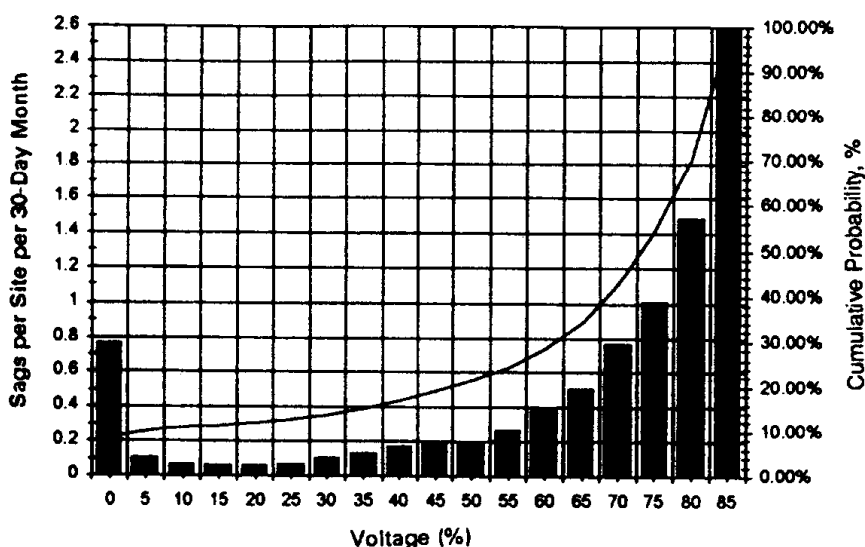


Figure 3.4 Typical U.S. electric utility sag incidence rate data for 9-month period. (Courtesy of Electric Power Research Institute, RP 3098-1.)¹⁰

events yielding a voltage of less than 90 percent are interruptions. The remainder are voltage sags of various depths caused by faults elsewhere on the system. The median sag voltage is 75 percent. While these were preliminary data, they do give a general idea about the sag and interruption frequency.

3.2 Area of Vulnerability

The concept of an “area of vulnerability” has been developed to help evaluate the likelihood of being subjected to voltage sags lower than a critical value.^{5,6} Figure 3.5 shows an area of vulnerability diagram for an industrial customer supplied from a transmission system bus. The expected voltage sag performance is developed by performing short circuit simulations to determine the plant voltage as a function of fault location throughout the power system. Total circuit miles of line exposure that can affect the plant (area of vulnerability) are determined for a particular voltage sag level. The figure shows that the area of vulnerability is dependent on the sensitivity of the equipment. Contactors that drop out at 50 percent voltage will have a relatively small area of vulnerability while adjustable-speed drives (ASDs) that drop out at 90 percent voltage may be sensitive to faults over a much wider range of the transmission system.

Historical fault performance (expressed in the number of faults per year per 100 mi of line) can then be used to estimate

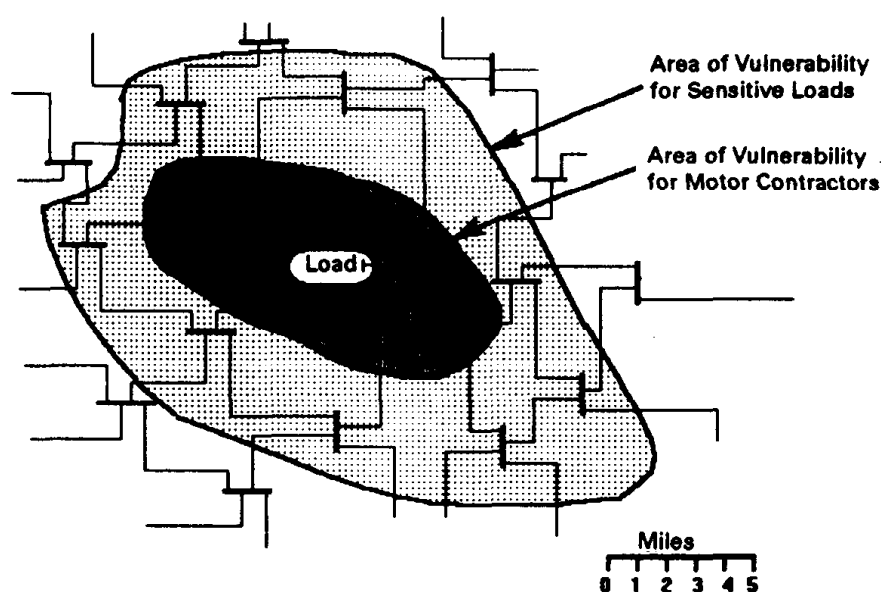


Figure 3.5 Illustration of a transmission system area of vulnerability.

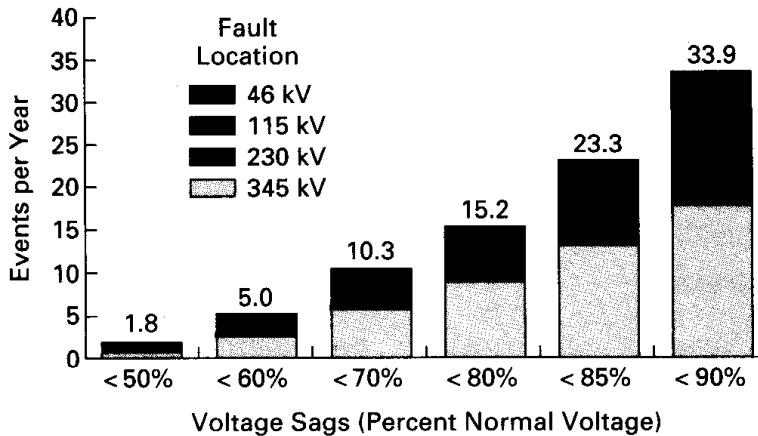


Figure 3.6 Estimated voltage sag performance at customer site as a function of faulted line voltage and voltage sag level.

the number of sags per year that can be expected below that magnitude. Finally, a chart such as the one in Fig. 3.6 can be constructed breaking down the expected voltage sags by magnitude (voltage level of faulted line) and cause. This information can be used directly by the end user to determine the need for power conditioning equipment at sensitive loads in the plant.

The same analysis may be performed for the distribution system.

3.3 Fundamental Principles of Protection

Several things can be done by the utility, end user, and equipment manufacturer to reduce the number and severity of voltage sags and to reduce the sensitivity of equipment to voltage sags. Figure 3.7 illustrates voltage sag solution alternatives and their relative costs.

As this chart indicates, it is generally less costly to tackle the problem at its lowest level, close to the load. As we entertain solutions at higher levels of available power, the solutions generally become more costly. The least-cost solution is often for the end user to specify to the supplier that the machine be able to ride through sags of a designated duration. Many suppliers can provide the necessary capability if it is specified at the time quotations are requested. At the next higher level, it may be possible to apply an uninterruptible power supply (UPS) system or some other type of power conditioning to the machine control. This is applicable when the machines themselves can withstand the sag or interruption, but the controls would automatically shut them down.

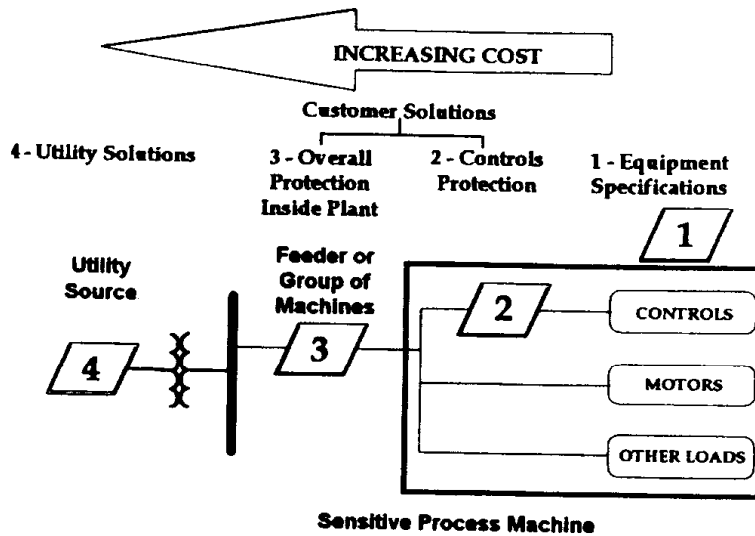


Figure 3.7 Approaches for voltage sag ride-through.

At level 3 in the figure, some sort of backup power supply with the capability to support the load for a brief period is required. Level 4 represents alterations to the utility power system to significantly reduce the number of sags and interruptions.

3.4 End-User Issues

To ride through disruptions of this variety, the load will need some kind of system that can react within about one-half cycle and provide near-normal power for a few seconds until the voltage is fully restored. This requires either a source of stored energy at the site or an alternate source of energy. These devices must either be capable of being switched very quickly or be always on-line.

Normally, because of economic constraints, protection is applied to only the most critical loads in a plant. Frequently, the critical load can be resolved to a few electronic controllers or computers, and commonly available UPS systems can be employed to handle the problem. However, much recent work has been going into supplying the whole plant for the time of the disruption. This has resulted in the development of high-energy storage devices, such as the Superconducting Storage Device (SSD)^{TM,*} and fast transfer switches that can switch to an alternate feeder within a few milliseconds. The SSD can ride through

*Trademark of Superconductivity, Inc., Madison, Wis.

interruptions of at least 2 s. Direct current loads such as telephone systems require very large UPS systems so that they can remain powered until standby generation can be started.

Ferroresonant transformers, UPS systems, and magnetic synthesizers are some of the power conditioning devices which can protect against voltage sags and interruptions. The two basic types of UPSs are on-line and standby. These devices can be used for long-duration outages up to 15 min in duration. The hybrid UPS, a variation of the standby UPS, can also be used for long-duration outages. Motor-generator sets and rotary UPSs are also being employed for long-duration interruptions. The SSD can be used for short-duration interruptions of 2 s or less.

3.4.1 Ferroresonant transformers

Ferroresonant transformers, also called constant-voltage transformers (CVTs), can handle most voltage sag conditions. CVTs are especially attractive for constant, low-power loads. Variable loads, especially with high inrush currents, present more of a problem for CVTs because of the tuned circuit on the output. Ferroresonant transformers are basically 1:1 transformers which are excited high on their saturation curves, thereby providing an output voltage which is not significantly affected by input voltage variations. A typical ferroresonant circuit is shown in Fig. 3.8. Figure 3.9 shows the voltage sag ride-through improvement of a process controller fed from a 120-VA ferroresonant transformer.

Figure 3.9 shows the marked improvement of the process controller to ride through voltage sags. The process controller can now ride through a voltage sag down to 30 percent of nomi-

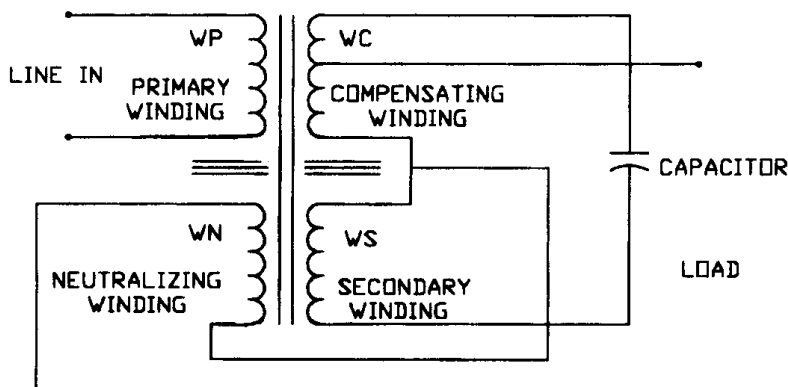


Figure 3.8 Ferroresonant constant-voltage transformer.

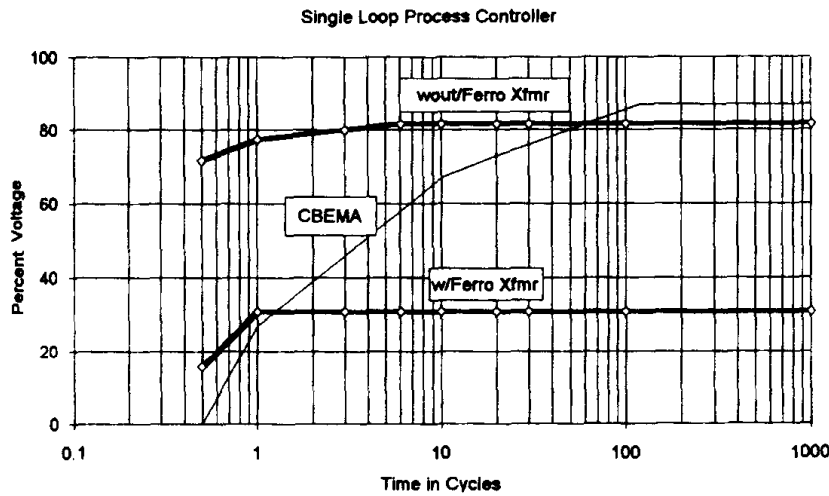


Figure 3.9 Voltage sag improvement with ferroresonant transformer.

nal with a 120-VA ferroresonant transformer, as opposed to 82 percent without one. Notice how the ride-through capability is held constant at a certain level. The reason for this is the small power requirement of the process controller, only 15 VA.

Ferroresonant transformers should be sized about four times greater than the load. Figure 3.10 shows the allowable voltage sag as a percentage of nominal voltage versus ferroresonant transformer loading, as specified by one manufacturer.

At 25 percent of loading, the allowable voltage sag is 30 percent of nominal, which means that the CVT will output over 90 percent normal voltage as long as the input voltage is above 30 percent. This is important since the plant voltage rarely falls below 30 percent of nominal during voltage sag conditions. As the load-

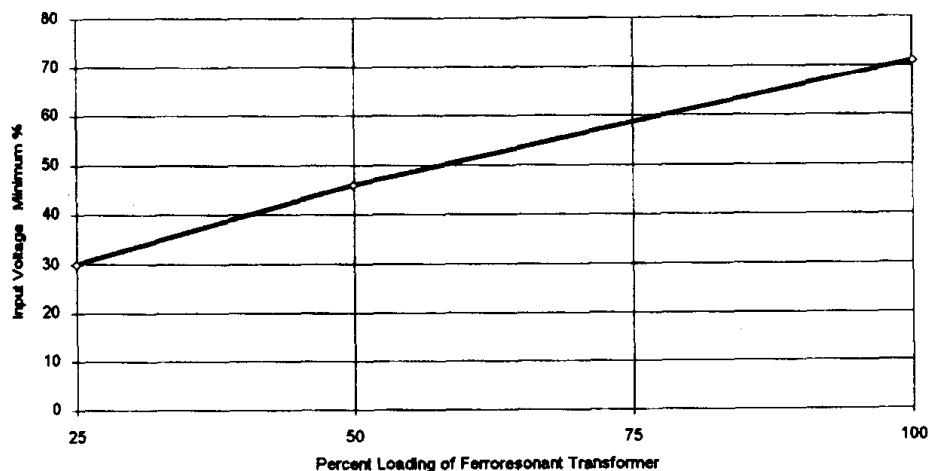


Figure 3.10 Voltage sag versus ferroresonant transformer loading.

ing is increased, the corresponding ride-through capability is reduced, and when the ferroresonant transformer is overloaded (e.g., 150 percent loading), the voltage will collapse to zero.

3.4.2 Magnetic synthesizers

Magnetic synthesizers are generally used for larger loads. The loads must be several kilovoltamperes (kVA) to make these units cost effective. They are used for large computers and other electronic equipment that is voltage sensitive.

The magnetic synthesizer is an electromagnetic device which takes incoming power and regenerates a clean, three-phase ac output waveform, regardless of input power quality. A block diagram of the process is shown in Fig. 3.11.

Energy transfer and line isolation is accomplished through the use of nonlinear chokes. This eliminates problems such as line noise. The ac output waveforms are built by combining distinct voltage pulses from saturated transformers. The waveform energy is stored in the saturated transformers and capacitors as current and voltage. This energy storage enables the output of a clean waveform with little harmonic distortion. Finally, three-phase power is supplied through a zigzag transformer. Figure 3.12 shows a magnetic synthesizer's voltage sag ride-through capability as compared to the CBEMA curve, as specified by one manufacturer.*

3.4.3 On-line UPS

Figure 3.13 shows a typical configuration of an on-line UPS. In this design, the load is always fed through the UPS. The incoming ac power is rectified into dc power, which charges a bank of batteries. This dc power is then inverted back into ac power to feed the load. If the incoming ac power fails, the inverter is fed

*Liebert Corporation, Columbus, Ohio.

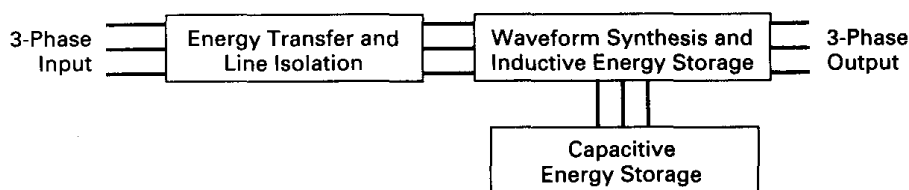


Figure 3.11 Block diagram of magnetic synthesizer.

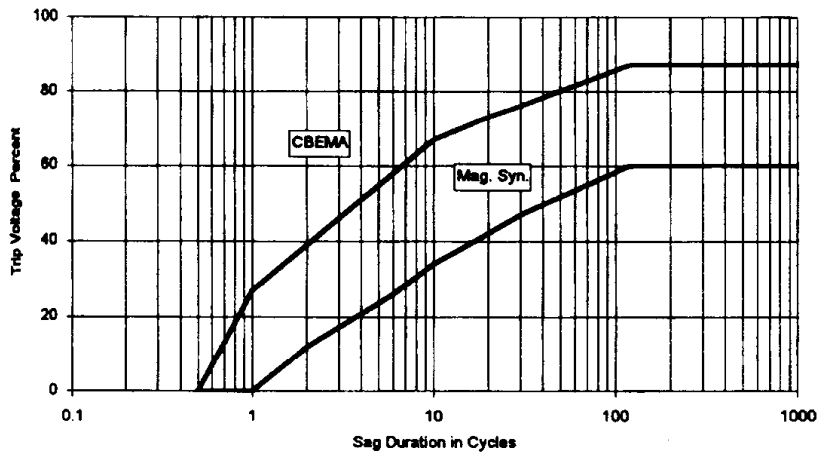


Figure 3.12 Magnetic synthesizer voltage sag ride-through capability.

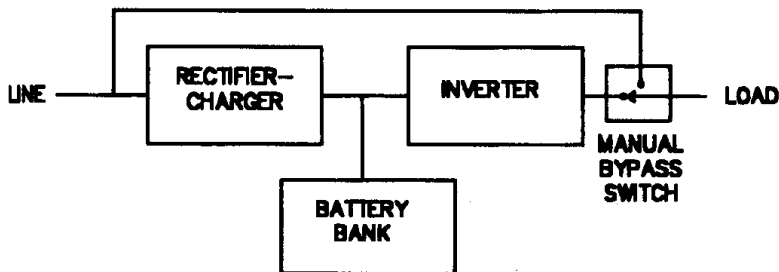


Figure 3.13 An on-line uninterruptible power supply (UPS).

from the batteries and continues to supply the load. In addition to providing ride-through for power outages, an on-line UPS provides very high isolation of the critical load from all power line disturbances. However, an on-line UPS can be quite expensive and lossy.

3.4.4 Standby UPS

A standby power supply (Fig. 3.14) is sometimes termed "off-line UPS" since the normal line power is used to power the

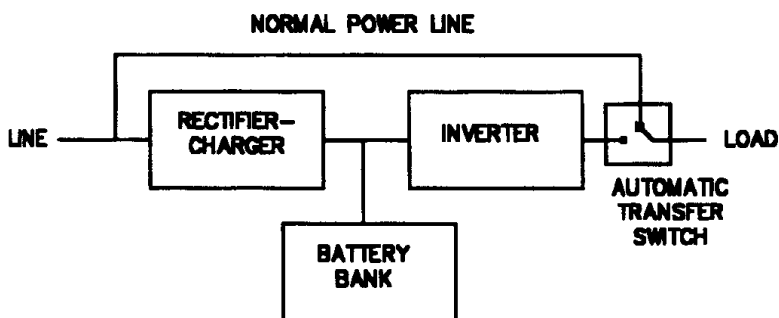


Figure 3.14 A standby UPS.

equipment until a disturbance is detected and a switch transfers the load to the battery-backed inverter. The transfer time from the normal source to the battery-backed inverter is important. The CBEMA curve shows that 8 ms is the lower limit on voltage sag ride-through for power-conscious manufacturers. Therefore a transfer time of 4 ms would ensure continuity of operation for the critical load. A standby power supply typically does not provide any transient protection or voltage regulation as does an on-line UPS.

UPS specifications include kVA capacity, dynamic and static voltage regulation, harmonic distortion of the input current and output voltage, surge protection, and noise attenuation. The specifications should indicate, or the supplier should furnish, the test conditions under which the specifications are valid.

3.4.5 Hybrid UPS

Similar in design to the stand-by UPS, the hybrid UPS (Fig. 3.15) utilizes a voltage regulator on the UPS output to provide regulation to the load and momentary ride-through when the transfer from normal to UPS supply is made.

3.4.6 Motor-generator sets

Motor-generator (M-G) sets come in a wide variety of sizes and configurations. One type of M-G set uses an electric motor-driven synchronous generator that can produce a constant 60-Hz frequency, regardless of the speed of the machine. It is able to supply a constant output by continually changing the polarity of the rotor's field poles. Thus, each revolution can have a different number of poles than the last one. Constant output is maintained as long as the rotor is spinning at speeds between 3150 and 3600 rpm. Flywheel inertia allows the generator rotor

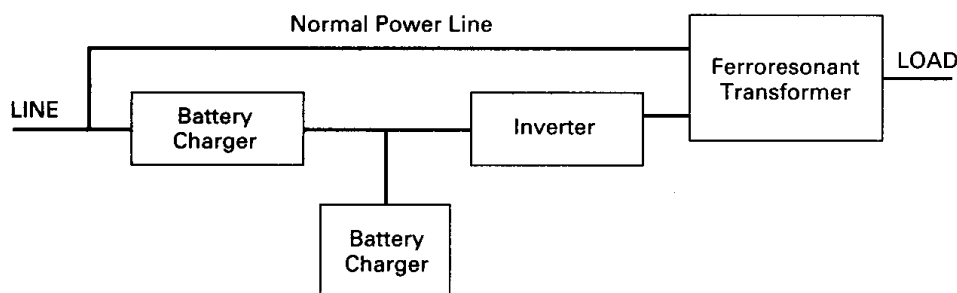


Figure 3.15 Hybrid UPS.

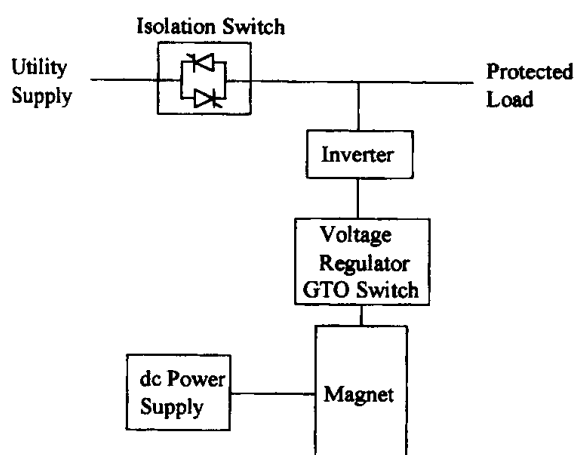


Figure 3.16 One-line diagram of a Superconducting Storage Device (SSD)TM.

to keep rotating at speeds above 3150 rpm once power shuts off. The rotor weight generates enough inertia to keep it spinning fast enough to produce 60 Hz for 15 s under full load.

3.4.7 Superconducting magnetic energy storage device (SMES)

An SMES utilizes a superconducting magnet (Fig. 3.16) to store energy in the same way a UPS uses batteries to store energy.^{2,12} SMES designs in the 1 to 5 MJ range are called *micro-SMESs* to distinguish them from large power sizes. The main advantage of the micro-SMES is the greatly reduced physical space needed for the magnet as compared to batteries. Fewer electrical connections are involved with a micro-SMES compared to a UPS, so the reliability should be greater and the maintenance requirements less. Initial micro-SMES designs are currently being tested in several locations with favorable results.

3.4.8 End-user equipment specifications

Another way end users can combat voltage sag problems is through their equipment procurement specifications. This essentially means keeping problem equipment out of their plant, or at least identifying ahead of time power conditioning requirements. Several ideas, outlined below, could easily be incorporated into any company's equipment procurement specifications to help alleviate problems associated with voltage sags.

1. Equipment manufacturers should have voltage sag ride-through capability curves (similar to the ones shown above),

available to their customers so that an initial evaluation of the equipment can be performed. Customers should begin to demand these types of curves to properly evaluate equipment.

2. The company procuring new equipment should establish a procedure that rates the importance of the equipment. If the equipment is critical in nature, it will be necessary to make sure adequate ride-through capability is included when the equipment is purchased. If the equipment is not important or does not cause major disruptions in manufacturing or jeopardize plant and personnel safety, voltage sag protection may not be justified.

3. Since the relative probability of experiencing a voltage sag to 70 percent or less of nominal is much less than experiencing a sag to 90 percent or less of nominal, it makes sense that if an upper limit is chosen for a ride-through capability specification, it should be somewhere in the 70 to 75 percent range. A more ideal value would be around 50 percent.

3.5 Motor-Starting Sags

Motors have the undesirable effect of drawing several times their full load current while starting. By flowing through system impedances, this large current will cause a voltage sag which may dim lights, cause contactors to drop out, and disrupt sensitive equipment. The situation is made worse by an extremely poor starting displacement factor—usually in the range of 15 to 30 percent.

The time required for the motor to accelerate to rated speed increases with the magnitude of the sag, and an excessive sag may prevent the motor from starting successfully. Motor-starting sags can persist for many seconds, as illustrated in Fig. 3.17.

3.5.1 Motor-starting methods

Energizing the motor in a single step (*full-voltage starting*) provides low cost and allows the most rapid acceleration. It is the preferred method unless the resulting voltage sag or mechanical stress is excessive.

Autotransformer starters have two autotransformers connected in open delta. Taps provide a motor voltage of 80, 65, or 50 percent of system voltage during startup. Line current and starting torque vary with the square of the voltage applied to the motor, so the 50 percent tap will deliver only 25 percent of

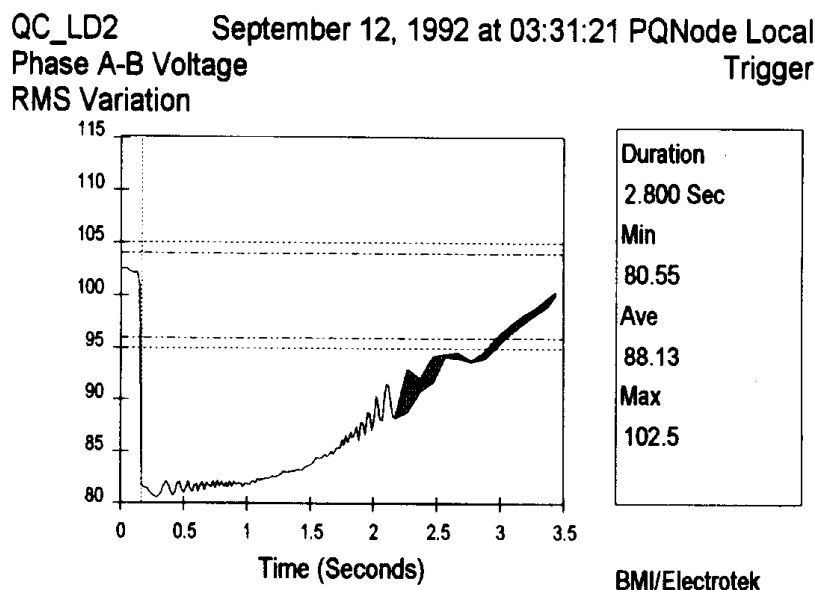


Figure 3.17 Typical motor-starting voltage sag.

the full-voltage starting current and torque. The lowest tap which will supply the required starting torque is selected.

Resistance and reactance starters initially insert an impedance in series with the motor. After a time delay, this impedance is shorted out. Starting resistors may be shorted out over several steps; starting reactors are shorted out in a single step. Line current and starting torque vary directly with the voltage applied to the motor, so for a given starting voltage, these starters draw more current from the line than with autotransformer starters, but provide higher starting torque. Reactors are typically provided with 50, 45, and 37.5 percent taps.

Part-winding starters are attractive for use with dual-rated motors (220/440 V or 230/460 V). The stator of a dual-rated motor consists of two windings connected in parallel at the lower voltage rating, or in series at the higher voltage rating. When operated with a part-winding starter at the lower voltage rating, only one winding is energized initially, limiting starting current and starting torque to 50 percent of the values seen when both windings are energized simultaneously.

Delta-ye starters connect the stator in wye for starting, then after a time delay, reconnect the windings in delta. The wye connecting reduces the starting voltage to 57 percent of the system line-line voltage; starting current and starting torque are reduced to 33 percent of their values for full-voltage start.

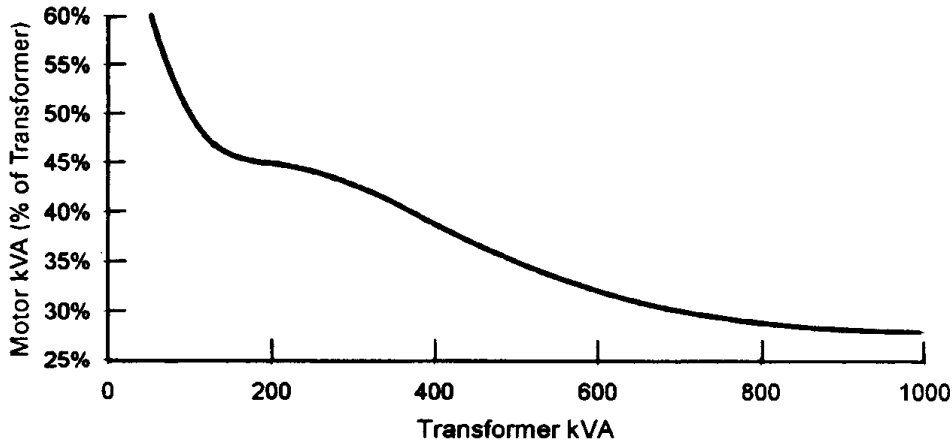


Figure 3.18 Typical motor vs. transformer size for full-voltage starting sags of 90 percent.

3.5.2 Estimating the sag severity during full-voltage starting

As shown in Fig. 3.18, starting an induction motor results in a steep dip in voltage, followed by a gradual recovery. If full-voltage starting is used, the sag voltage, in per unit of nominal system voltage is

$$V_{\min}(\text{pu}) = \frac{V(\text{pu}) \cdot \text{kVA}_{\text{SC}}}{\text{kVA}_{\text{LR}} + \text{kVA}_{\text{SC}}}$$

where $V(\text{pu})$ = actual system voltage, in per unit of nominal

kVA_{LR} = motor locked rotor kVA

kVA_{SC} = system short circuit kVA at the motor

Figure 3.18 illustrates the results of this computation for sag to 90 percent of nominal voltage, using typical system impedances and motor characteristics.

If the result is above the minimum allowable steady-state voltage for the affected equipment, then the full-voltage starting is acceptable. If not, then the sag magnitude vs. duration characteristic must be compared to the voltage tolerance envelope of the affected equipment. The required calculations are fairly complicated, and best left to a motor-starting or general transient analysis computer program. The following data will be required for the simulation:

- Parameter values for the standard induction motor equivalent circuit— R_1 (positive sequence resistance), X_1 (positive sequence reactance), R_2 (negative sequence resistance), X_2 (negative sequence reactance), and X_M (magnetizing reactance)

- Number of motor poles and rated rpm (or slip)
- WK^2 (inertia constant) values for the motor and the motor load
- Torque versus speed characteristic for the motor load

3.6 Utility System Fault-Clearing Issues

Utilities derive important benefits from activities that prevent faults. These activities not only result in improved customer satisfaction, but prevent costly damage to power system equipment.

Utilities have two basic options to continue to reduce the number and severity of faults on their system:

1. Prevent faults
2. Modify fault-clearing practices

Fault prevention activities include tree trimming, adding line arresters, insulator washing, and adding animal guards. Insulation on utility lines cannot be expected to withstand all lightning strokes. However, any line that shows a high susceptibility to lightning-induced faults should be investigated. On transmission lines, shielding can be analyzed for its effectiveness in reducing direct lightning strokes. Tower-footing resistance is an important factor in backflashovers from static wire to a phase wire. If the tower-footing resistance is high, the surge energy from a lightning stroke will not be absorbed by the ground as quickly. On distribution feeders, shielding may also be an option as is placing arresters along the line frequently. Of course, one of the main problems with distribution feeders is that storms blow tree limbs into the lines. In areas where the vegetation grows quickly, it is a formidable task to keep trees properly trimmed.

Improved fault-clearing practices may include adding line reclosers, eliminating fast tripping, adding loop schemes, and modifying feeder design. These practices may reduce the number and/or duration of momentary interruptions and voltage sags, but utility faults can never be eliminated completely.

3.6.1 Overcurrent coordination principles

It is important to understand the operation of the utility system during fault conditions. There are certain physical limitations to interrupting the fault current and restoring power. This places

certain minimum requirements on loads that are expected to survive such events without disruption. Some things can also be done better on the utility system to improve the power quality than on the load side. Therefore, we will address the issues relevant to utility fault clearing with both the end user (or load equipment designer) and the utility engineer in mind.

We will address two fundamental types of faults on power systems:

1. *Transient (temporary) faults.* These are faults due to such things as overhead line flashovers that result in no permanent damage to the system insulation. Power can be restored as soon as the fault arc is extinguished. Automatic switchgear can do this within a few seconds. Some transient faults are self-clearing.
2. *Permanent faults.* These are faults due to physical damage to some element of the insulation system that requires intervention by a line crew to repair. The impact on the end user is an outage that lasts from several minutes to a few hours.

3.6.2 Relaying practices

The chief objective of utility fault-clearing practices, besides personnel safety, is the limitation of the damage to the distribution system. Therefore, the detection of faults and the clearing of the fault current must be done with the maximum possible speed without resulting in false operations for normal transient events.

The two greatest concerns for damage are typically:

1. Arcing damage to conductors and bushings
2. Through-fault damage to substation transformers, where the windings become displaced by excessive forces, resulting in a major failure

3.6.3 Fuses

The most basic overcurrent protective element on the system is a fuse. Fuses are relatively inexpensive and maintenance-free. For those reasons, they are generally used in large numbers on most utility distribution systems to protect individual transformers and feeder branches (sometimes called laterals or lateral branches). Figure 3.19 shows a typical overhead line fused cutout. Their fundamental purpose is to operate on permanent

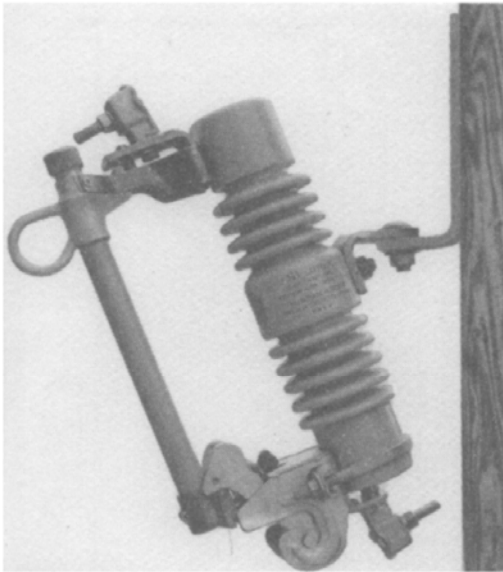


Figure 3.19 Typical fused cutout used on electric utility systems. (Photograph courtesy of Cooper Power Systems.)

faults and isolate (sectionalize) the faulted section from the sound portion of the feeder. They are positioned so that the smallest practical section of the feeder is disturbed.

Fuses detect overcurrent by melting the fuse element, which generally is a metal such as tin or silver. This initiates some sort of arcing action that leads to the interruption of the current. Because it is based on a piece of metal that must accumulate heat until it reaches its melting temperature, it takes a fuse different amounts of time to operate at different levels of fault current. The time decreases as the current level increases, giving a fuse its distinctive inverse time-current characteristic (TCC), like that shown in Fig. 3.20. To achieve full-range coordination with fuses, all other overcurrent protective devices in the distribution system must adopt this same basic shape.

3.6.4 Reclosing

Because most faults on overhead lines are transient, the power can be successfully restored within several cycles after the current is interrupted. Thus, most automatic circuit breakers are designed to reclose three or four times, if needed, in rapid succession. The multiple operations are designed to permit various sectionalizing schemes to operate and to give some more persistent transient faults a second chance to clear. There are special circuit breakers for utility distribution systems called, appropriately, *reclosers*, that were designed to perform the reclosing function particularly well. The majority of faults are cleared on

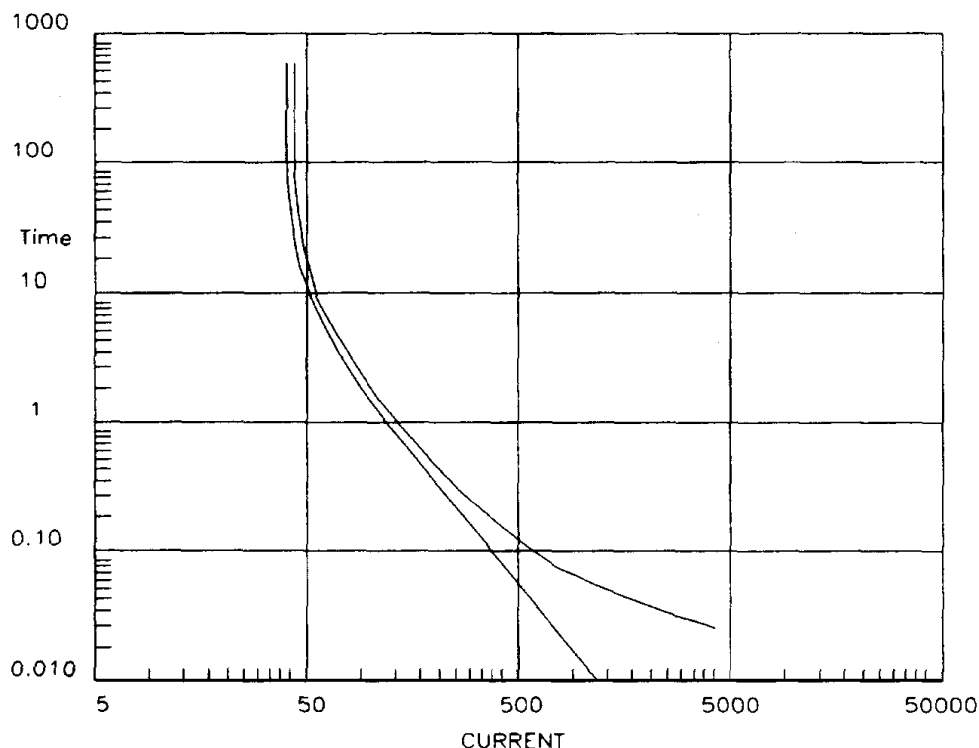


Figure 3.20 The inverse time-current characteristic of a fuse that dictates the shape of the characteristic of all other devices for series overcurrent coordination.

the first operation. Figure 3.21 shows a typical single-phase recloser and Fig. 3.22 shows a three-phase version.

Reclosing is quite prevalent in North American utility systems. Utilities in regions of low lightning incidence may reclose only once because they assume that the majority of their faults will be permanent. In lightning-prone regions, it is common to attempt to clear the fault as many as four times. Figure 3.23 illustrates the two most common sequences in use on four-shot reclosers:

1. One fast operation, three delayed
2. Two fast, two delayed

See Sec. 3.6.5 below for a more detailed explanation of fast and delayed operations.

It is generally fruitless to automatically reclose in distribution systems that are predominantly underground distribution (UD) cable unless there is a significant portion that is overhead and exposed to trees or lightning.

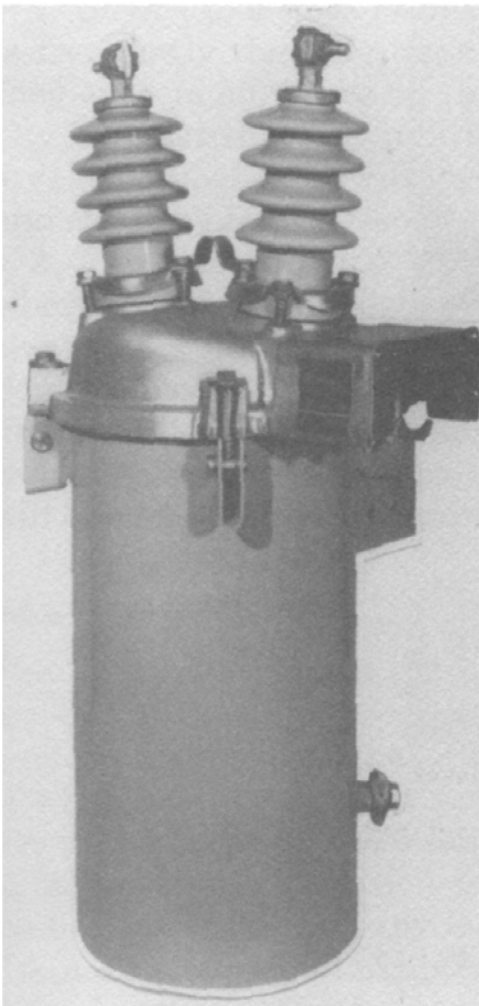


Figure 3.21 Typical single-phase line recloser. (Photograph courtesy of Cooper Power Systems.)

3.6.5 Fuse saving

Ideally, utility engineers would like to avoid blowing a fuse needlessly on transient faults because a line crew must be dispatched to change it. Line reclosers were designed specifically to help save fuses. Substation circuit breakers can use instantaneous ground relaying to accomplish the same thing. The basic idea is to have the mechanical circuit-interrupting device operate very quickly on the first operation so that it clears before any fuses downline from it have a chance to melt. When the device closes back in, power is fully restored in the majority of the cases and no human intervention is required. The only inconvenience to the customer is a slight blink. This is called *the fast operation* of the device, or the *instantaneous trip*.

If the fault is still there when the recloser or breaker recloses, there are two options:

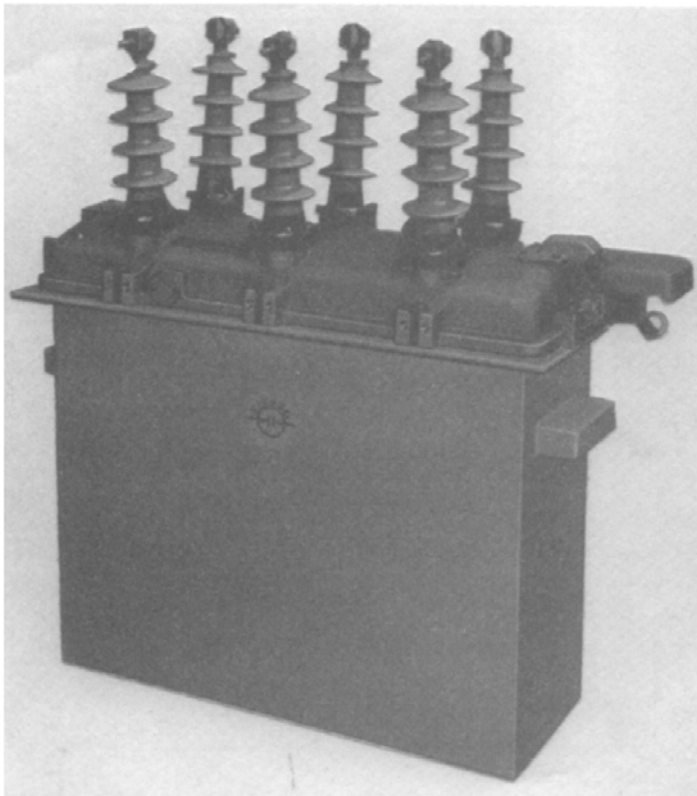


Figure 3.22 Typical three-phase line recloser.
(Photograph courtesy of Cooper Power Systems.)

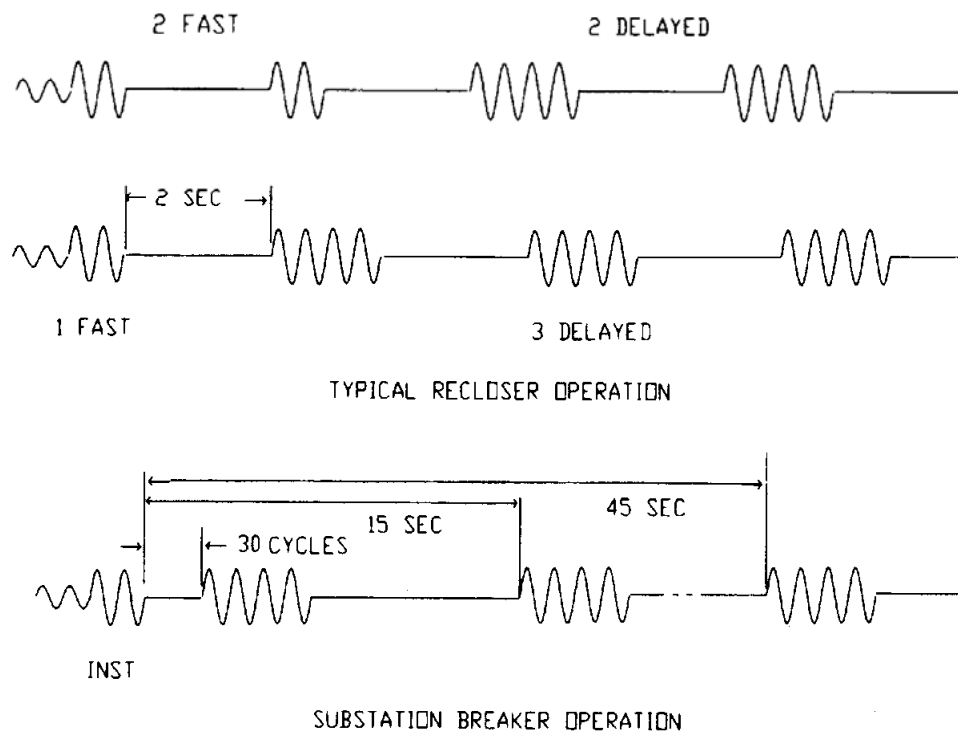


Figure 3.23 The most common reclosing sequences for line reclosers and substation breakers in use in the United States.

1. *Switch to a slow, or delayed, tripping characteristic.* This is frequently the only option for substation circuit breakers; they operate only once on the instantaneous trip. This philosophy assumes that the fault is now permanent and switching to a delayed operation will give a downline fuse time to operate and clear the fault by isolating the faulted section.

2. *Try a second fast operation.* This philosophy is used where experience has shown a significant percentage of transient faults need two chances to clear while saving the fuses. Some line constructions and voltage levels have a greater likelihood that a lightning-induced arc may reignite and need a second chance to clear. Also, a certain percentage of tree faults will burn free if given a second shot.

3.6.6 Reliability

The term *reliability* in the utility context usually refers to the amount of time end users are totally without power for an extended period of time (i.e., a sustained interruption). Definitions of what constitutes a sustained interruption vary among utilities in the range of 1 to 5 min. This is what many utilities refer to as an “outage.” Current power quality standards efforts are leaning toward calling any interruption of power for longer than 1 min a sustained interruption (see Chap. 2). In any case, reliability is affected by the permanent faults on the system that must be repaired before service can be restored.

Of course, many industrial end users have a different view of what constitutes reliability, because even transient faults can knock their processes off-line and require several hours to get back into production. There is a movement to extend the traditional reliability indices to include momentary interruptions as well.

The traditional reliability indices for utility distribution systems are defined as follows:

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index

$$\text{SAIFI} = \frac{(\text{No. customers interrupted})(\text{no. of interruptions})}{\text{Total no. customers}}$$

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

$$\text{SAIDI} = \frac{\Sigma(\text{No. customers affected})(\text{duration of outage})}{\text{Total no. customers}}$$

CAIFI: Customer Average Interruption Frequency Index

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Total no. customer interruptions}}{\text{No. customers affected}}$$

CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index

$$\text{CAIDI} = \frac{\Sigma \text{Customer interruption durations}}{\text{Total no. customer interruptions}}$$

ASAI: Average System Availability Index

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Customer hours service availability}}{\text{Customer hours service demand}}$$

where customer hours service demand = 8760 for an entire year.

Typical target values for these indices are

Index	Target
SAIFI	1.0 h
SAIDI	1.0–1.5 h
CAIDI	1.0–1.5 h
ASAI	0.99983

These are simply design targets and actual values can, of course, vary significantly from this. Burke⁸ reports the results of a survey in which the average SAIFI was 1.18, SAIDI was 76.93 min, CAIDI was 76.93 min, and ASAI was 0.999375. We have experience with utilities for which the SAIFI is usually around 0.5 and SAIDI is between 2.0 and 3.0 h. This means that the fault rate was lower than typical, at least for the bulk of the customers, but the time to repair the faults was longer. This could be common for feeders with mixed urban and rural sections. The faults are more common in the rural sections, but fewer customers are affected and it takes longer to find and repair faults.

3.6.7 Impact of eliminating fuse saving

One of the more common ways of dealing with complaints about momentary interruptions is to disable the fast-tripping, or fuse-saving, feature of the substation breaker or recloser. This avoids interrupting the entire feeder for a fault on a tap. This has been a very effective way many utilities have found to deal with *complaints* about the quality of the power. It simply minimizes the number of people inconvenienced by any single event. The penalty is that customers on the affected fused tap will suffer a sustained interruption until the fuse can be replaced, even for a transient fault. There is also an additional cost to the utility to make the trouble call, and it can have an adverse impact on the reliability indices by which some utilities are graded.

In a Utility Power Quality Practices survey conducted by Cooper Power Systems for EPRI Project RP3098-1,⁷ 40 percent of the utilities responding indicated that they have responded to customer complaints by removing fast tripping. 60 percent of the investor-owned utilities (IOUs) responding indicated this practice while only 30 percent of the public power utilities (largely rural electric cooperatives) did. This may validate a widely held belief that customer sensitivity to momentary interruptions is much greater in urban areas than in rural areas.

This solution to power quality complaints does not sit well with many utilities. They would prefer the optimal technical and economical solution, which would make use of the fast-trip capability of breakers and reclosers. This not only saves operating costs, but it also improves the reliability indices. Momentary interruptions have traditionally not been reported in these indices, but only the sustained interruptions. However, when we consider the economic impact on both the end user and the utility (i.e., a value-based analysis), the utility costs can be swamped by the costs of industrial end users.¹⁰

If the utility has been in the practice of fuse saving, there are generally some additional costs to remove fast tripping. For example, the fused cutouts along the main feed may have to be changed for better coordination. In some cases, additional lateral fuses will have to be added so that the main feeder is better protected from faults on branches. Considering engineering time, estimates for the cost of instituting this change range from \$20,000 to \$40,000.

Additional operating costs to change fuses that would not have blown otherwise may be as high as \$2000 per year.

While these costs may seem high, they can appear relatively small if we compare them to the costs of an end user such as a plastic bag manufacturer that can sell all the output of the plant. A single breaker operation can cost \$3000 to \$10,000 in lost production and extra labor charges. Thus, it is economical in the global, or value-based, sense to remove fast tripping if at least three to five interruptions (momentary and sustained combined) are eliminated each year.

The impact on the reliability indices is highly dependent on the structure of the feeder and what other sectionalizing is done. The impact can be negligible if the critical industrial load is close to the substation and the rest of the feeder can be isolated with a line recloser that does employ fast tripping. The farther out the feeder one goes with no fuse saving, the greater the impact on the reliability indices. Therefore, it is advantageous to limit the area of vulnerability to as small an area as possible and to feed sensitive customers with a high economic value of service as close to substations as possible. See the next section for more details.

Removing fast tripping will not eliminate all events that cause problems for industrial users. It will only eliminate most of the momentary interruptions. However, removing fast tripping will do nothing for voltage sags due to faults on the transmission system, other feeders, or even on fused laterals. These events can account for one-half to two-thirds of the events that disrupt industrial processes. As a rule of thumb, removing fast tripping will eliminate about one-third of the industrial process disruptions in areas where lightning-induced faults are a problem. Of course, this figure depends on the types of processes being served by the feeder.

A particular problem is when there are faults close to the substation on other feeders, or even the same feeder, but on fused taps. This causes a deep sag on all feeders connected to the bus. Two approaches that have been proposed to deal with this are (1) to install reactors on each line coming from the substation bus to limit the maximum bus sag to about 60 percent¹¹ and (2) to install current-limiting fuses on all branch laterals near the substation so that sags are very brief (see Sec. 3.6.12 below).

Residential end users may be quite vocal about the number of interruptions they experience, but, in most cases, there is lit-

the direct economic impact for a momentary interruption. Perhaps the biggest nuisance is resetting the dozen or so digital clocks found in most households. In fact, there may be more cases of adverse economic impact if fast tripping is eliminated. For example, homes with sump pumps may suffer more cases of flooded basements if they suffer sustained interruptions of power because the lateral fuse blew due to a temporary fault during a thunderstorm. Some utilities have taken another approach with the residential complaint problem by employing *instantaneous reclosing* while retaining the fast tripping. By getting the reclose interval down to 18 to 20 cycles, the momentary interruption is so brief that the majority of digital clocks seem to be able to ride through it. This would not be fast enough to help with industrial loads, however.

3.6.8 Increased sectionalizing

The typical utility primary distribution feeder in the United States is a radial feed from the substation breaker. In its simplest form, it consists of a main three-phase feeder with fused one- and three-phase taps as shown in Fig. 3.24.

The first step in sectionalizing the feeder further to improve overall reliability is to add a line recloser as shown in Fig. 3.25. If only reliability is of concern, one might place the recloser halfway down the feeder or at the half-load point. For power quality concerns, it might be better to locate the recloser closer to the substa-

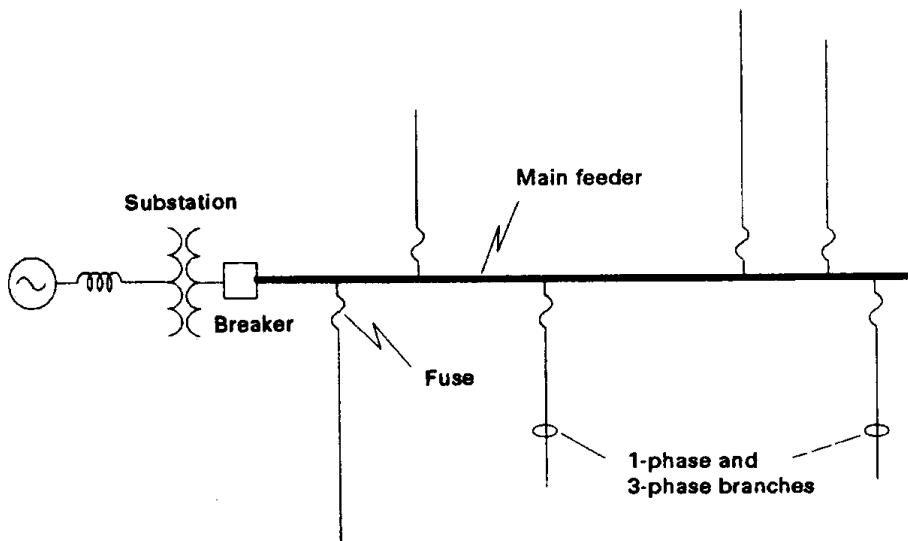


Figure 3.24 Typical main line feeder construction with fused taps.

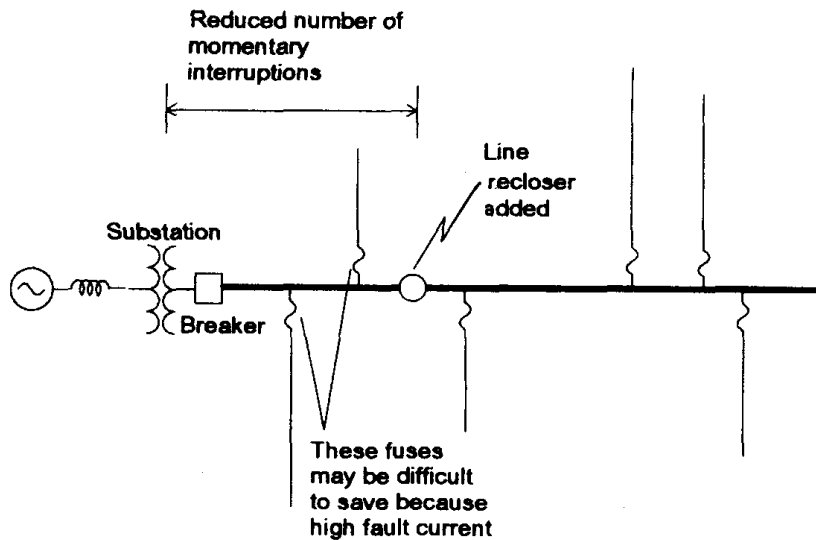


Figure 3.25 Adding a line recloser to the main feeder as the first step in sectionalizing.

tion, depending on the location of critical loads. One possible criterion is to place it at the first point where the fault current has dropped to where one can nearly always guarantee coordination with the fuses on fast tripping. Another criterion would be to place the recloser just downline from the bulk of the critical loads that are likely to complain about momentary outages.

With this concept, fast tripping can be removed from the substation breaker while only sacrificing fuse-saving on a small portion of the feeder. As pointed out above, it is often difficult to achieve fuse-saving near the substation anyway. A special effort is made to keep the first section of the main feeder free of transient faults. This would include more frequent maintenance such as tree trimming and insulator washing. Also, extraordinary measures can be taken to prevent lightning flash-over, e.g., shielding or the application of line arresters at least every two or three spans.

The question of how much the reliability is compromised by eliminating the fast tripping is often raised. We performed a reliability analysis on a number of feeders to study this issue. One feeder used in the study was a single main feeder conceptually like that shown in Fig. 3.24, except that the single-phase laterals were uniformly spaced down the feeder. We used the urban feeder described by Warren⁹ as the prototype. We will refer to this as Feeder 1. It is a uniform, 8-mi feeder with identical fused taps every 0.25 mi and a total of 6400 kVA load. While this may not be a realistic feeder, it is a good feeder for

TABLE 3.1 Reliability Indices Computed for Feeder 1

Case	SAIFI	SAIDI (h)	Annual fuse operations
1	0.184	0.551	1.2
2	0.299	0.666	6.0
3	0.182	0.516	1.88

study so that the general trends of certain actions can be determined. We assumed values of 0.1 faults/year/mi on the main feeder and 0.25 faults/year/mi on the fused taps, with 80 percent of the faults being transient. A uniform repair time of 3 h was assumed for permanent faults.

We first looked at the base case (Case 1 in Table 3.1), assuming that the utility was employing fuse-saving and that 100 percent of the fuses could be saved on transient faults. For Case 2, the fast tripping of the substation breaker was disabled and it was assumed that none of the tap fuses could be saved. Finally, for Case 3, we placed a three-phase recloser 1 mi from the substation and assumed that all fuses downline were saved. The resulting SAIFI and SAIDI reliability indices are shown in Table 3.1.

Typical target values for both SAIFI and SAIDI (hours) in an urban environment are 1.0. While none of these cases are particularly bad, it is apparent that removing fast tripping has a very significant negative effect on the reliability indices (compare Case 2 with Case 1). The SAIFI increases by about 60 percent. This example is a very regular, well-sectionalized feeder with a fuse on every tap, and a fuse blowing takes out less than 3 percent of the customers. For other feeder structures, the effect can be more pronounced (see below), but this serves to illustrate the point that the reliability can be expected to deteriorate when fast tripping is eliminated. The SAIDI increases only slightly. The largest change is in the number of fuse operations, which increased by a factor of 5. Thus, the utility can expect considerably more trouble calls during stormy weather.

If we subsequently add a line recloser as described for Case 3, the reliability indices and number of fuse operations return to almost the same values as the base case. In fact, the reliability indices are slightly better because of the increased sectionalizing in the line, although there are more nuisance fuse blowings in the first section than in Case 1. Thus, if we also place a line

TABLE 3.2 Reliability Indices for Feeder 2

Case	SAIFI	SAIDI (h)
1	0.43	1.28
2	1.51	2.37
3	0.47	1.29

recloser past the majority of the critical loads, eliminating fast tripping at the substation will probably not have a significant negative impact on overall reliability. Of course, this assumes that the more critical loads are close to the substation.

We studied the same three cases for another feeder that we will call Feeder 2. This feeder is, perhaps, more typical of mixed urban and rural feeders in much of the United States. Space does not allow a complete description of the topology. The main difference from Feeder 1 is that the feeder structure is more random and the sectionalizing was much more coarse with far fewer lateral fuses. The fault rate was assumed to be the same as Feeder 1. The SAIFI and SAIDI for the three cases for Feeder 2 are shown in Table 3.2. The number of fuse blowings was not computed.

For Feeder 2, many more customers are inconvenienced by each fuse blowing. Thus, the SAIFI jumps by more than a factor of 3 when fast tripping is removed. This emphasizes the need for good sectionalizing of the feeder to keep the impact on reliability at a minimum. As with Feeder 1, the Case 3 reliability indices return to nearly the same values as Case 1.

What about the power quality? Those customers in the first section of line are going to see much improved power quality as well as improved reliability. In our study of Feeder 1, the average number of interruptions, both momentary and sustained, dropped from 15 per year to a little more than 1 per year. This is a dramatic improvement! Unfortunately, the number of interruptions for the remainder of the customers—downline from the recloser—remain unchanged. What can be done about this?

The first temptation is to add another line recloser farther down on the main feeder. The customers served from the portion of the feeder between the reclosers will see an improvement. If we place the second recloser 4 mi downline on our uniform 8-mi feeder example, the average annual interruption rate drops to

about 8.3. However, again, the customers at the end will see less improvement on the number of interruptions.

One can continue placing additional line reclosers in series on the main feeder and larger branch feeders to achieve even greater sectionalizing while still retaining desirable practices like fuse-saving. In this way, the portion of the feeder disturbed by a fault decreases. This will generally improve the reliability (with diminishing returns), but may not have much of an effect on the perceived power quality.

The actions that have the most effect on the number of interruptions on the portion of the feeder that is downline from the recloser are:

1. Reduce the fault rate by tree trimming, line arresters, animal guards, or other fault prevention techniques.
2. Provide more parallel branches into the service area.
3. Do not trip phases that are not involved in the fault (see Sec. 3.6.11 below).

There are at least two options for providing additional parallel paths:

1. Build more conventional feeders from the substation.
2. Use more three-phase branches from the main feeder to serve the load.

The first approach is fairly straightforward: simply build a new feeder from the substation out. This could certainly improve the reliability and power quality by simply reducing the number of customers inconvenienced by each interruption, but this may not be an economical alternative. It also may not achieve as great an improvement in the interruption rate as some of the approaches associated with the second option. Let's investigate further the second idea: using more three-phase branches off the main feeder, which has the potential of being less costly in most cases.

There are two concepts being put forward. The first involves coming out a short distance from the substation and dividing the feeder into two or three subfeeders. This could typically cut the number of interruptions by almost one-half or two-thirds, respectively, when compared to serving the same customers with a single, long main feeder. The point at which this branch occurs is a little beyond the point where it becomes practical to

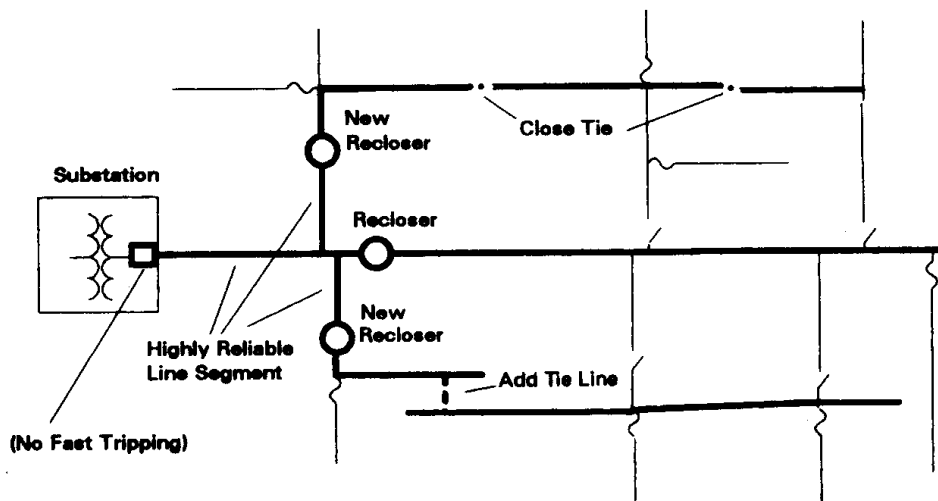


Figure 3.26 Reconfiguring a feeder with parallel subfeeders to reduce the average number of interruptions to all customers.

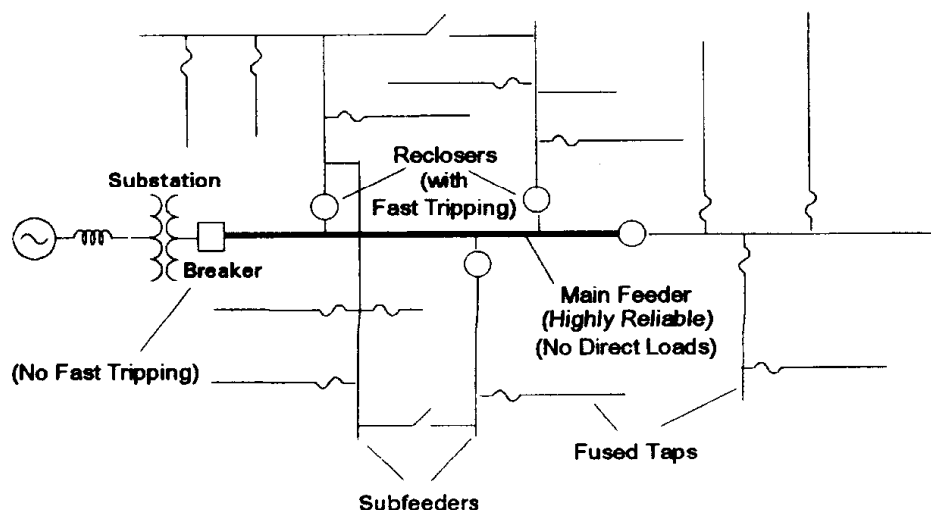


Figure 3.27 Designing a feeder with multiple three-phase subfeeds off a highly reliable main feeder.

save the vast majority of lateral fuses on temporary faults. A three-phase recloser is placed in each branch near this point. It would be wise to separate the reclosers by some distance of line to reduce the chances of sympathetic tripping, where a recloser on the unfaulted branch trips as a result of the transient currents related to the fault. Figure 3.26 depicts how this principle might be put into practice on an existing feeder with minimal rebuilding, assuming the existence of three-phase feeders of sufficient conductor size in the locations indicated.

The second proposal, as depicted in Fig. 3.27, is to first build a highly reliable main feeder that extends a significant dis-

tance into the service area. Very few loads are actually served directly off this main feeder. Instead, the loads are served off three-phase branch feeders that are tapped off the main feeder periodically. A three-phase line recloser is used at the head of each branch feeder. Of course, there is no fast tripping at the substation, so the main feeder remains as free of interruptions as possible. Special efforts will be made to prevent faults on this part of the feeder.

Essentially, the main feeder becomes an extension of the substation bus that is permitted by design to have a few more faults over its lifetime than the bus. And the branch feeders are analogous to having separate feeds to each part of the service area directly from the substation, but, hopefully, with less cost.

Whether either of these ideas is suitable for a particular utility is dependent on many factors, including terrain, load density, load distribution, and past construction practices. These ideas are presented here simply as alternatives to consider for achieving overall lower average interruption rates than is possible by stacking fault interrupters in series. Although these practices may not become widespread, they may be very useful for dealing with particularly difficult power quality complaint problems stemming from excessive interruptions.

3.6.9 Midline or tap reclosers

Despite responding to complaints by removing fast tripping, about 40 percent of the utilities surveyed indicated they were interested in adding *more* line reclosers to improve customer's perception of power quality. This would accomplish greater sectionalizing of the feeder and, perhaps, permit the use of fuse-saving practices on the bulk of the feeder again. This practice is very effective if the whole feeder is being interrupted for faults that are largely constrained to a particular region.

By putting the recloser farther out on the feeder, it will attempt to clear the fault first so that the number of customers inconvenienced by a "blink" is reduced. If it is also necessary to eliminate fast tripping on the substation breaker, only a smaller portion of the feeder nearer the substation is threatened with the possibility of having a fuse blow on a transient fault as explained above. This is not much different than the normal case because of the difficulty in preventing fuse blowing in the high fault current regions near the substation anyway.

A few utilities have actually done the opposite of this and removed line reclosers in response to complaints about momentary interruptions. Perhaps a section of the feeder ran through heavily wooded areas causing frequent operations of the recloser, or the device was responding to high ground currents due to harmonics or load imbalance, causing false trips. Whatever the reason, this is an unusual practice and is counter to the direction most utilities seem to be taking. The main question at this point does not seem to be that more line reclosers are needed, but how to go about applying them to achieve the dual goal of increased power quality and reliability of service.

3.6.10 Instantaneous reclosing

Instantaneous reclosing is the practice of reclosing within 20 to 30 cycles after interrupting the fault, generally only on the first operation. The capability of breakers and reclosers to do this has been around for several decades and some utilities use it as standard practice, particularly on substation breakers. However, the practice is not universally accepted. Many utilities reclose no faster than 2 s (the standard reclosing interval on a hydraulic recloser) and some wait even longer.

After it was observed that many digital clocks can successfully ride through a 0.5-s interruption, some utilities began to experiment with using instantaneous reclosing while retaining the fast tripping to save fuses. One utility trying this on 12-kV feeders has reported no significant increase in the number of breaker and recloser operations and that the number of complaints has diminished.¹⁰ Therefore, it is something that other utilities that are not already using instantaneous tripping might consider, with the caution that the same experience may not be achieved at higher voltage levels and with certain line designs.

Instantaneous reclosing has had a bad reputation in some circles. One risk is that there will be insufficient time for the arc products to disperse and the fault will not clear. Some utilities have had this experience with particular voltage levels and line constructions. When this happens, substation transformers are subjected to repeated through-faults unnecessarily. This could result in increased failures of the transformers. However, if there is no indication that instantaneous reclosing is causing increased breaker operations, it should be safe to use it.

Another concern is that very high torques will be generated in rotating machines upon reclosing. Some consultants in cogeneration are quite concerned with this because 20 to 30 cycles may not be sufficient time to guarantee that the generator's protective relaying will detect a problem on the utility side. They would prefer to allow several seconds so that there is less chance the utility will reclose into the cogeneration out of synchronism. One way the utility can help prevent such an occurrence is to use a common recloser accessory that blocks reclosing when there is voltage present on the load side.

3.6.11 Single-phase tripping

Most of the three-phase breakers and reclosers on the utility distribution system operate all three phases simultaneously. One approach that has been suggested to minimize the exposure of customers to momentary outages is to trip only the faulted phase or phases. This would automatically reduce the exposure by two-thirds for most faults. The main problem with this is that it is possible to damage some three-phase loads if they are single-phased for any length of time. Thus, it is generally considered undesirable to use single-phase reclosers on three-phase branches with significant three-phase loads. Of course, this is done quite commonly when only one-phase loads are being served.

What is needed for three-phase loads is a three-phase breaker, or recloser, that is capable of operating each phase independently until it is determined that the fault is permanent. Then, to prevent single-phasing of three-phase loads, the device must lock out all three phases. A few such devices are available, but they would have to be available in a wider range of ratings for their application to become sufficiently widespread to have an impact on overall power quality.

3.6.12 Current-limiting fuses

Current-limiting fuses are often used in electrical equipment where the fault current is very high and an internal fault could result in a catastrophic failure. Since they are more expensive than conventional expulsion links, their application is generally limited to locations where the fault current is in excess of 2000 to 3000 A. Figure 3.28 shows examples of current-limiting fuses. There are various designs, but the basic configuration is

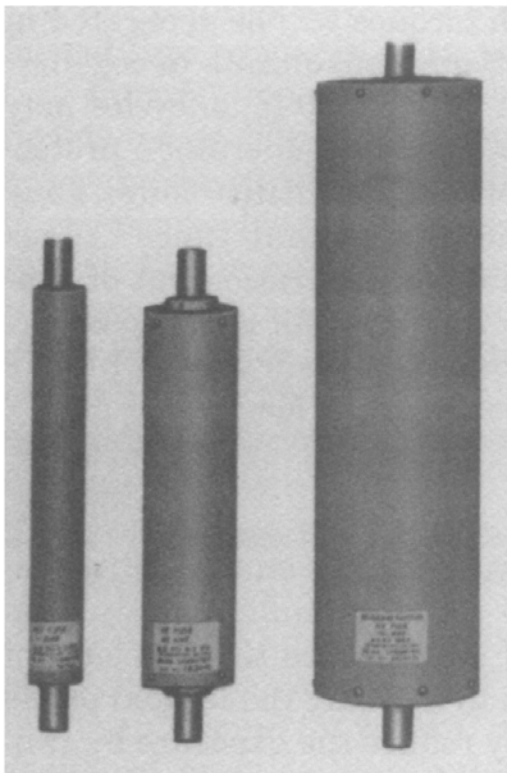


Figure 3.28 Typical current-limiting fuses used in electric utility applications. (Photograph courtesy of Cooper Power Systems.)

that of a thin ribbon element or wire wound around a form and encased in sand. The element melts in many places simultaneously and, with the aid of the melting sand, very quickly builds up a voltage drop that opposes the flow of current. The current is forced to zero in about 0.25 cycle.

Current-limiting fuses have the beneficial side effect with respect to power quality that the voltage sag resulting from the fault is very brief. Figure 3.29 shows typical voltage and current waveforms from a current-limiting fuse operation during a single-line-to-ground fault. The voltage drops immediately due to the fault, but shortly recovers and overshoots to 120.9 percent as the peak arc voltage develops to cut off current flow. Note that the fault current waveform in the figure is clipped. The voltage sag is so short that it is very unlikely that industrial processes will be adversely affected. Therefore, one proposed practice is to install current-limiting fuses on each lateral branch in the high fault current region near the substation to reduce the number of sags that affect industrial processes.

When current-limiting fuses were first installed on utility systems in great numbers, there was the fear that the peak arc voltage transient, which exceeds system voltage, would cause damage to arresters and to insulation in the system. This has not proven to be a significant problem. The overvoltage is on

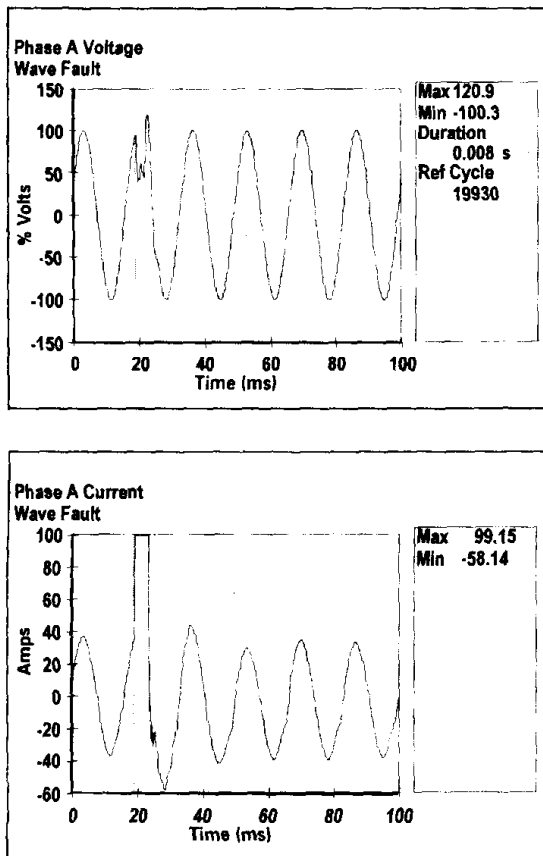


Figure 3.29 Typical current-limiting fuse operation showing brief sag followed by peak arc voltage when fuse clears.

the same order as capacitor-switching transient overvoltages, which occur several times a day on most utility systems without serious consequences.

3.6.13 Adaptive relaying

Adaptive relaying is the practice of changing the relaying characteristics of the overcurrent protective device to suit the present system conditions.

The most common thing that is currently being done with adaptive relaying is the enabling and disabling of fast tripping in response to weather conditions. This is generally done through radio or hardwire link to the utility control center. It could also be done with local devices that have the ability to detect the presence of lightning or rain.

3.6.14 Ignoring third-harmonic currents

The levels of third-harmonic currents have been increasing due to the increase in the numbers of computers and other types of electronic loads on the system. The residual current

(sum of the three phase currents) on many feeders contains as much third harmonic as it does fundamental frequency. A common case is to find each of the phase currents to be moderately distorted with a THD of 7 to 8 percent, consisting primarily of the third harmonic. The third-harmonic currents sum directly in the neutral so that the third harmonic is 20 to 25 percent of the phase current, which is often as large, or larger, than the fundamental frequency current in the neutral. (See Sec. 5.6.)

Because the third-harmonic current is predominantly zero-sequence, it affects the ground-fault relaying. There have been a few incidents where there have been false trips and lockout due to excessive harmonic currents in the ground-relaying circuit. At least one of the events we have investigated has been correlated with capacitor switching where it is suspected that the third-harmonic current was amplified somewhat due to resonance. There may be many more events that we have not heard about and it is expected that the problem will only get worse in the future.

The simplest solution is to raise the ground-fault pickup level when operating procedures will allow. Unfortunately, this makes fault detection less sensitive, which defeats the purpose of having ground relaying, and some utilities are restrained by standards from raising the ground trip level. It has been observed that if the third harmonic could be filtered out, it might be possible to set the ground relaying to be *more* sensitive. The third-harmonic current is almost entirely a function of load and is not a component of fault current. When a fault occurs, the current seen by the relaying is predominantly sinusoidal. Therefore, it is not necessary for the relaying to be able to monitor the third harmonic for fault detection.

The first relays were electromagnetic devices that basically responded to the effective (rms) value of the current. Thus, for years, it has been common practice to design analog electronic relays to duplicate that response and digital relays have also generally included the significant lower harmonics. In retrospect, it would have been better if the third harmonic had been ignored for ground relays.

There is still a valid reason for monitoring the third harmonic in phase relaying because phase relaying is used to detect overload as well as faults. Overload evaluation is generally an rms function.

3.6.15 Utility fault prevention

One sure way to eliminate complaints about utility fault clearing operations is to eliminate faults altogether. Of course, there will always be some faults, but there are many things that can be done to dramatically reduce the incidence of faults.

Overhead line maintenance

Tree trimming. This is one of the more effective methods of reducing the number of faults on overhead lines. It is a necessity, although some may complain about the environmental and aesthetic impact.

Insulator washing. Like tree trimming in wooded regions, insulator washing is necessary in coastal and dusty regions. Otherwise, there will be numerous insulator flashovers for even a mild rain storm without lightning.

Shield wires. Shield wires for lightning are common for utility transmission systems. They are generally not applied on distribution feeders except where lines have an unusually high incidence of lightning strikes. Some utilities construct their feeders with the neutral on top, perhaps even extending the pole, to provide shielding. No shielding is perfect.

Improving pole grounds. Several utilities have reported doing this to improve the power quality with respect to faults. However, we are not certain of all the reasons for doing this. Perhaps, it makes the faults easier to detect. If shielding is employed, this will reduce the backflashover rate. If not, it would not seem that this would provide any benefit with respect to lightning unless combined with line arrester applications (see below).

Modified conductor spacing. Employing a different line spacing can sometimes increase the withstand to flashover or the susceptibility to getting trees in the line.

Tree wire (insulated/covered conductor). In areas where tree trimming is not practical, insulated or covered conductor can reduce the likelihood of tree-induced faults.

UD cables. Fault prevention techniques in UD cables are generally related to preserving the insulation against voltage surges. The insulation degrades significantly as it ages, requiring in-

creasing efforts to keep the cable sound. This generally involves arrester protection schemes to divert lightning surges coming from the overhead system, although there are some efforts to restore insulation levels through injecting fluids into the cable.

Since nearly all cable faults are permanent, the power quality issue is more one of finding the fault location quickly so that the cable can be manually sectionalized and repaired. Fault location devices available for that purpose are addressed in the next section below.

Line arresters. To prevent overhead line faults, one must either raise the insulation level of the line, prevent lightning from striking the line, or prevent the voltage from exceeding the insulation level. The third idea is becoming more popular with improving surge arrester designs. To accomplish this goal, surge arresters are placed every two or three poles along the feeder as well as on distribution transformers. Some utilities place them on all three phases while other utilities place them only on the phase most likely to be struck by lightning. To support some of the recent ideas about improving power quality, or providing custom power with super-reliable main feeders, it will be necessary to put arresters on every phase of every pole.

Presently, applying line arresters in addition to the normal arrester at transformer locations is done only on line sections with a history of numerous lightning-induced faults. However, recently some utilities have claimed that line arresters are not only more effective than shielding, but more economical.¹³

Some sections of urban and suburban feeders will naturally approach the goal of an arrester every two or three poles because the density of load requires the installation of a distribution transformer at least that frequently. Each transformer will normally have a primary arrester in lightning-prone regions.

3.6.16 Fault locating

Finding faults quickly is an important aspect of reliability and the quality of power.

Faulted circuit indicators. Finding cable faults is often a challenge. The cables are underground and it is generally impossible to see the fault, although occasionally there will be a physical display. To expedite locating the fault, many utilities use “faulted circuit indicators,” or simply “fault indicators,” to locate the

faulted section more quickly. These are devices that flip a target indicator when the current exceeds a particular level. The idea is to put one at each padmount transformer and the last one to have flipped will be just before the faulted section.

There are two main schools of thought on the selection of ratings of faulted circuit indicators. The more traditional school says to choose a rating that is two to three times the maximum expected load on the cable. This results in a fairly sensitive fault detection capability.

The opposing school says that this is too sensitive and is the reason that many fault indicators give false indication. False indication delays the location of the fault and contributes to degraded reliability and power quality. The reason given for the false indication is that the energy stored in the cable generates sufficient current to trip the indicator when the fault occurs. Thus, a few indicators downline from the fault may also show the fault. The solution to this problem is to apply the indicator with a rating based on the maximum fault current available rather than the maximum load current. This is based on the assumption that most cable faults quickly develop into bolted faults. Therefore the rating is selected allowing a margin of 10 to 20 percent.

Fault indicators must be reset before the next fault event. Some must be reset manually, while others have one of a number of techniques for detecting, or assuming, the restoration of power and resetting automatically. Some of the techniques include test point reset, low-voltage reset, current reset, electrostatic reset, and time reset.

Locating cable faults without fault indicators. Without fault indicators, the utility must rely on more manual techniques for finding the location of a fault. There are a large number of different types of fault-locating techniques and a detailed description of each is beyond the scope of this report. Some of the general classes of methods are:

1. *Thumping.* This is a common practice with numerous minor variations. The basic technique is to place a dc voltage on the cable that is sufficient to cause the fault to be reestablished and then try to detect by sight, sound, or feel the physical display from the fault. One common way to do this is with a capacitor bank that can store enough energy to generate a sufficiently loud noise. Those standing on the ground on top of the fault can feel and hear the “thump” from the discharge. Some

combine this with cable radar techniques to confirm estimates of distance. Many are concerned with the potential damage to the sound portion of the cable due to thumping techniques.

2. *Cable radar and other pulse methods.* These techniques make use of traveling-wave theory to produce estimates of the distance to the fault. The wave velocity on the cable is known. Therefore, if an impulse is injected into the cable, the time for the reflection to return will be proportional to the length of the cable to the fault. An open circuit will reflect the voltage wave back positively while a short circuit will reflect back negatively. The impulse current will do the opposite. If the routing of the cable is known, the fault location can be found simply by measuring along the route. It can be confirmed and fine-tuned by thumping the cable. On some systems, there are several taps off the cable. The distance to the fault is only part of the story; one has to determine which branch it is on. This can be a very difficult problem that is still a major obstacle to rapidly locating a cable fault.

3. *Tone.* A tone system injects a high-frequency signal on the cable and the route of the cable can be followed by a special receiver. This technique is sometimes used to trace cable routes while energized, but is also useful for fault location because the tone will disappear beyond the fault location.

4. *Fault chasing with a fuse.* The cable is manually sectionalized and then each section is reenergized until a fuse blows. The faulted section is determined by process of elimination or by observing the physical display from the fault. Because of the element of danger and the possibility of damaging cable components, some utilities strongly discourage this practice. Others require the use of small current-limiting fuses, which minimize the amount of energy permitted into the fault. This can be an expensive and time-consuming procedure that some consider to be the least effective of fault-locating methods; it is to be used only when nothing else is available.

3.7 References

1. J. Lamoree, J. C. Smith, P. Vinett, T. Duffy, and M. Klein, "The Impact of Voltage Sags on Industrial Plant Loads," in *Proceedings of the First International Conference on Power Quality (PQA '91)*, Paris.
2. P. Vinett, R. Temple, J. Lamoree, C. De Winkel, and E. Kostecki, "Application of a Superconducting Magnetic Energy Storage Device to Improve Facility Power Quality," in *Proceedings of the Second International Conference on Power Quality: End-use Applications and Perspectives (PQA '92)*, Atlanta, September 28–30, 1992.

3. G. Beam, E. G. Dolack, C. J. Melhorn, V. Misiewicz, and M. Samotyj, "Power Quality Case Studies—Voltage Sags: The Impact on the Utility and Industrial Customers," in *Proceedings of the Third International Conference on Power Quality (PQA '93)*, San Diego, November 1993.
4. J. Lamoree, D. Mueller, P. Vinett, and W. Jones, "Voltage Sag Analysis Case Studies," in *Proceedings of the 1993 IEEE I&CPS Conference*, St. Petersburg, Fla.
5. M. F. McGranaghan, D. R. Mueller, and M. J. Samotyj, "Voltage Sags in Industrial Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 2, March/April 1993.
6. Le Tang, J. Lamoree, M. McGranaghan, and H. Mehta, "Distribution System Voltage Sags: Interaction with Motor and Drive Loads," in *Proceedings of the IEEE Transmission and Distribution Conference*, Chicago, April 10–15, 1994, pp. 1–6.
7. EPRI RP 3098-1, *An Assessment of Distribution Power Quality*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, Calif.
8. J. Burke, *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*, Marcel Dekker, New York, 1994.
9. C. M. Warren, "The Effect of Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indices," *IEEE Transactions on Power Delivery*, July 1993, pp. 1610–1617.
10. R. C. Dugan, L. A. Ray, D. D. Sabin, et al., "Impact of Fast Tripping of Utility Breakers on Industrial Load Interruptions," in *Conference Record of the 1994 IEEE/IAS Annual Meeting*, Denver, October 1994, vol. III, pp. 2326–2333.
11. T. Roughan and P. Freeman, "Power Quality and the Electric Utility: Reducing the Impact of Feeder Faults on Customers," in *Proceedings of the Second International Conference on Power Quality: End-use Applications and Perspectives (PQA '92)*, Atlanta, September 28–30, 1992.
12. J. Lamoree, Le Tang, C. De Winkel, and P. Vinett, "Description of a Micro-SMES System for Protection of Critical Customer Facilities," *IEEE Transactions on Power Delivery*, April 1994, pp. 984–991.
13. R. A. Stansberry, "Protecting Distribution Circuits: Overhead Shield Wire Versus Lightning Surge Arresters," *Transmission & Distribution*, April 1991, pp. 56ff.