

## ЛЕКЦИЯ 7 ОСНОВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

### 7.1 Коэффициент мощности и основные способы его повышения

Коэффициент мощности представляет собой отношение активной мощности  $P$  к полной (кажущейся мощности)  $S$ :  $\cos\varphi = P / S$ .

Коэффициент мощности является весьма важным энергетическим показателем, характеризующим работу потребителей электроэнергии горного предприятия. На ОГР основными потребителями электроэнергии являются асинхронные двигатели. Эти двигатели потребляют реактивную мощность, необходимую для создания магнитного поля, величина которой почти не зависит от нагрузки и составляет 20–40% полной мощности.

Реактивную мощность потребляют и трансформаторы. Она также не зависит от нагрузки и составляет 5–6% полной мощности у трансформаторов большой мощности и 10–15% у трансформаторов малой и средней мощности.

Основной причиной низкого коэффициента мощности является неполная загрузка асинхронных двигателей и трансформаторов. Чем меньше загрузка асинхронного двигателя или трансформатора, тем ниже коэффициент мощности. Его снижение коэффициента вызывает необходимость увеличивать требуемую мощность трансформаторов рудничных подстанций, сечение проводов и кабелей электрических сетей, так как увеличиваются потери мощности и напряжения в сетях.

Степень компенсации реактивной мощности определяется коэффициентом реактивной мощности  $\operatorname{tg}\varphi = Q / P$ . Его величину учитывают при определении стоимости электроэнергии.

Повышение коэффициента мощности может быть осуществлено:

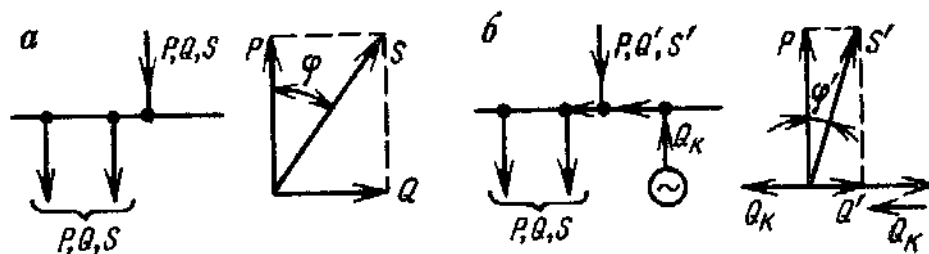
- улучшением режима использования электрооборудования и применением, где это возможно, синхронных двигателей вместо асинхронных;
- применением специальных технических средств.

Улучшение использования электрооборудования заключается в основном в увеличении загрузки асинхронных двигателей и трансформаторов, замене малозагруженного оборудования машинами меньшей мощности. Это мероприятие в некоторых случаях может дать весьма ощутимый эффект.

Применение синхронных двигателей, которые работают с опережающим коэффициентом мощности, может значительно повысить общий коэффициент мощности по предприятию. При отсутствии синхронных двигателей коэффициент мощности, как правило, всегда ниже требуемой величины и приходится применять специальные меры для его повышения, которые заключаются в компенсации потребляемой реактивной мощности с помощью установки специальных компенсаторов.

На рис.51 показан принцип компенсации реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы. До компенсации потребляемые из энергосистемы реактивная и полная мощности равны  $Q$  и  $S$ . После компенсации реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы, будет меньше на величину мощности компенсатора  $Q_k$ , т.е.  $Q' = Q - Q_k$ , уменьшится и полная мощность до величины, равной  $S'$  что приведет к повышению коэффициента мощности на шинах подстанции.

Компенсация реактивной мощности может быть осуществлена применением синхронных компенсаторов и статических конденсаторов. Синхронный компенсатор представляет собой синхронную машину, работающую как двигатель – вхолостую, т.е. без нагрузки. Применяют их при требуемой мощности компенсатора в несколько тысяч квар.



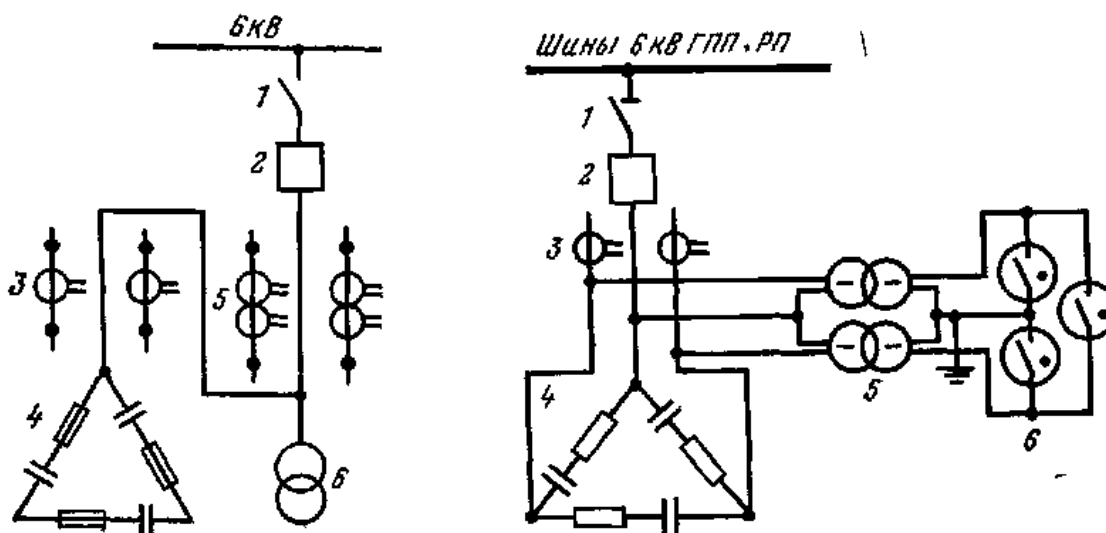
**Рис.51. Схемы распределения и диаграммы мощностей без компенсации (а) и с компенсацией (б) реактивной мощности**

Наибольшее распространение в качестве компенсаторов реактивной мощности получили статические конденсаторы. Их преимущества:

- незначительная величина потерь активной мощности (0,3–0,1% полной реактивной мощности);
- надежность работы и простота эксплуатации благодаря отсутствию вращающихся и трущихся частей;
- малый вес, исключающий необходимость в специальных фундаментах;
- простота и легкость подбора необходимого числа конденсаторов;
- независимость работы всей компенсирующей установки от выхода из строя отдельного конденсатора;
- установка конденсаторов в любой точке сети: у приемников тока, на КРУ и ГПП.

Компенсация реактивной мощности может быть индивидуальной, групповой и централизованной.

При индивидуальной компенсации конденсаторы устанавливают непосредственно у отдельных двигателей или трансформаторов. При этом от реактивной мощности разгружается вся линия до потребителя электроэнергии (рис.52, а).



**Рис.52. Подключение конденсаторной установки к зажимам трансформатора или двигателя (а) и шинам 6 кВ ГПП или РП (б): 1 – разъединитель, 2 – выключатель, 3 – трансформаторы тока, 4 – конденсаторная установка, 5 (а) – ТТ для подключения защиты и приборов, 5 (б) – трансформаторы напряжения НОМ, 6 (а) – силовой трансформатор, 6 (б) – неоновые лампы.**

При групповой компенсации конденсаторы устанавливают на распределительных пунктах (РП), к которым подключают несколько ЭП. Для централизованной компенсации конденсаторная установка подключается к шинам ГПП или РП (рис.52, б).

В зависимости от способа компенсации конденсаторные установки включаются по различным схемам. При индивидуальной компенсации конденсаторная установка присоединяется через общий выключатель с электродвигателем или трансформатором. При централизованной и групповой компенсации установка присоединяется к шинам 6 кВ ГПП или РП через отдельный выключатель, при мощности конденсаторной установки больше 400 квар – через масляный или вакуумный выключатель, если мощность меньше 400 квар – через выключатель нагрузки.

Для обеспечения безопасности обслуживания конденсаторных установок необходимо снять электрический заряд при ее отключении. Для этого к конденсаторной батарее подключают наглухо разрядное сопротивление. В схеме индивидуальной компенсации (см. рис.52, а) таким сопротивлением являются обмотки двигателя или трансформатора.

При централизованной или групповой компенсации (см. рис.52, б) разрядным сопротивлением являются первичные обмотки трансформаторов напряжения НОМ-6. Для контроля целостности цепи разряда к вторичным обмоткам трансформаторов напряжения подключены неоновые лампы.

Защита от коротких замыканий в конденсаторной установке осуществляется максимальной токовой защитой. Кроме того, каждый конденсатор защищен плавким предохранителем, который отключает конденсатор при коротком замыкании (пробое) в конденсаторе.

## 7.2 Удельный расход электроэнергии

Удельным расходом электроэнергии называется количество электроэнергии, израсходованной на производство единицы продукции. Если за некоторое время (смену, сутки, месяц) выпущено продукции  $\Pi$  единиц и израсходовано  $W$  электроэнергии, то величина удельного расхода электроэнергии (кВт·ч/ед. прод.) составит  $w = W / \Pi$ .

При нормировании расхода электроэнергии различают технологические и общекарьерный удельные расходы электроэнергии.

Технологические удельные расходы электроэнергии представляют собой расходы на выполнение конкретных технологических операций, они относятся на единицу продукции или работы, характерной для данного технологического процесса ( $m^3$  горной массы при экскавации, один метр скважины при бурении, тонно-километр откатки и т.д.).

Общекарьерный удельный расход электроэнергии относится к добыче 1 т полезного ископаемого, т.е. кВт·ч/т. Общекарьерный расход электроэнергии рассчитывают на основании известных технологических удельных расходов электроэнергии по всем технологическим процессам добычи полезного ископаемого.

На ОГР основными технологическими операциями являются: экскаваторные работы, бурение скважин, электровозный и конвейерный транспорт. Технологические операции, которые создают условия для ведения горных работ: водоотлив, освещение, ремонтная база и прочие вспомогательные операции. Для всех этих технологических операций должны быть известны методы определения технологических удельных расходов электроэнергии. Обычно их определяют по энергетическим характеристикам отдельных машин и механизмов, которые представляют собой зависимость удельного расхода электроэнергии от факторов, существенно влияющих на его величину (загрузка машины, производительность и др.).

На основании исследований электропотребления на ОГР получены энергетические характеристики для большинства машин и механизмов, которые приведены в справочной литературе [7, 9].

### 7.3 Тарифы на электроэнергию

Контроль расхода электроэнергии промышленными предприятиями осуществляется счетчиками активной и реактивной энергии. Возможны два вида учета потребляемой электроэнергии: коммерческий и технический. Коммерческий учет осуществляется для расчетов с энергоснабжающей организацией, а технический – для анализа расхода электроэнергии на самом предприятии.

Оплата активной электрической энергии независимо от тарифной группы (кроме бытовых) осуществляется по розничному одноставочному тарифу, то есть по расходу электроэнергии, учтенному счетчиками активной энергии.

Месячная плата за электрическую энергию определяется:

$$Z_m = aWP_m,$$

где  $WP_m$  – потребленная активная энергия за месяц, кВт·ч;  $a$  – розничный одноставочный тариф, грн / кВт·ч (устанавливается для энергоснабжающих организаций и утверждается Национальной комиссией по вопросам регулирования электроэнергетики (НКРЭ)).

Для регулирования режимов работы энергетической системы Украины применяется одноставочный тариф, дифференцированный по периодам времени суток (пиковый, полупиковый, ночной). Ставка тарифа для потребителей 1-го (напряжение 35 кВ и выше) и 2-го (напряжение до 35 кВ) классов и соответственно тарифных групп для каждого периода времени определяется путем умножения установленного тарифа на соответствующий коэффициент (табл.2).

Таблица 2 – Тарифные зоны и тарифные коэффициенты

| Сезон   | Тарифные зоны |   |                           |
|---|---------------|---|---------------------------|
|   | Ночной провал | Полупик                                 | Пик                       |
| Зимний<br>(ноябрь, декабрь, январь,<br>февраль)         | 23.00-6.00    | 6.00-8.00<br>10.00-17.00<br>21.00-23.00 | 8.00-10.00<br>17.00-21.00 |
| Осенне-весенний<br>(март, апрель, сентябрь,<br>октябрь) | 23.00-6.00    | 6.00-8.00<br>10.00-18.00<br>22.00-23.00 | 8.00-10.00<br>18.00-22.00 |
| Летний<br>(май – август)                                | 24.00-7.00    | 7.00-8.00<br>11.00-20.00<br>23.00-24.00 | 8.00-11.00<br>20.00-23.00 |
| Тарифный коэффициент $k_i$                              | 0,35          | 1,02                                    | 1,68                      |

Примечание. Приведенные тарифные зоны и коэффициенты могут изменяться.

Дифференцированный тариф применяется при наличии на предприятии автоматизированной системы учета электроэнергии. Месячная плата при таком тарифе:

$$Z_m = k_n a WP_{m,n} + k_{nn} a WP_{m,nn} + k_p a WP_{m,p},$$

где  $k_n$ ,  $k_{nn}$ ,  $k_p$  – тарифные коэффициенты за электроэнергию, потребляемую в пиковой, полупиковой и ночной зонах соответственно;  $WP_{m,n}$ ,  $WP_{m,nn}$ ,  $WP_{m,p}$  – расход электроэнергии в пиковой, полупиковой и ночной зонах суток соответственно за месяц, кВт·ч.

Кроме платы за активную энергию, в расчетах со всеми потребителями (кроме населения), которые имеют суммарное среднемесячное потребление активной электроэнергии по всем точкам учета на одной площадке 5000 кВт·ч и больше, назначается плата за реактивную энергию.

Плата за потребляемую и генерируемую реактивную энергию определяется:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

где  $\Pi 1$  – основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную электроэнергию;  $\Pi 2$  – надбавка за недостаточное оснащение электрической сети потребителя средствами компенсации реактивной мощности (КРМ);  $\Pi 3$  – скидка оплаты, если потребитель принимает участие в оптимальном суточном регулировании режимов энергоснабжающей организации в расчетном периоде.

Основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную электроэнергию:

$$\Pi 1 = \sum_{i=1}^n (WQ_{ni} + kWQ_{zi}) Da, \text{ грн,}$$

где  $n$  – количество точек расчетного учета электроэнергии;  $WQ_{ni}$  – потребляемая реактивная энергия в  $i$ -й точке учета за расчетный период времени, квар·ч;  $WQ_{zi}$  – генерируемая реактивная энергия в сеть энергоснабжающей организации в  $i$ -й точке учета за расчетный период времени, квар·ч;  $k = 3$  – нормативный коэффициент учета убытков энергосистемы от генерации реактивной энергии из сети потребителя;  $D$  – суммарный экономический эквивалент реактивной мощности, который приводится в договоре на поставку электроэнергии, кВт/квар;  $a$  – фактическая средняя закупочная цена (тариф) на электроэнергию за расчетный период времени, грн/кВт·ч.

При зонном учете основная плата за потребляемую и генерируемую реактивную энергию определяется так:

$$\Pi 1 = \sum_{i=1}^n \left( \sum_{\gamma=1}^m WQ_{ni\gamma} k_{n\gamma} + kWQ_{zni} \right) Da, \text{ грн,}$$

где  $m$  – количество зон суточного графика электрической нагрузки энергоснабжающей организации;  $\gamma$  – номер зоны суточного графика;  $WQ_{ni\gamma}$  – потребляемая реактивная энергия в  $i$ -й точке учета  $\gamma$ -й зоны расчетного периода времени, квар·ч;  $WQ_{zni}$  – генерация реактивной энергии в сеть энергоснабжающей организации в  $i$ -й точке учета в ночных провалах суточных графиков расчетного периода, квар·ч;  $k_{n\gamma}$  – тарифный коэффициент.

Надбавка за недостаточное оснащение электрической сети потребителя средствами КРМ рассчитывается:

$$\Pi 2 = \Pi 1 C_{\text{баз}} (k_{\varphi} - 1), \text{ грн,}$$

где  $\Pi 1$  – суммарная основная плата за реактивную энергию;  $C_{\text{баз}} = 1,0$  – нормативное базовое значение коэффициента стимулирования капитальных вложений в средства КРМ в электрических сетях потребителя;  $k_{\varphi}$  – коэффициент, зависящий от фактического коэффициента реактивной мощности потребителя  $\text{tg}\varphi$  за расчетный период времени (справочные данные).

Надбавка  $\Pi 2$  применяется, если фактический коэффициент реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  больше граничного значения  $\text{tg}\varphi_2 = 0,25$ , что отвечает  $\cos\varphi_2 = 0,97$ .

Тогда фактический коэффициент реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi = \frac{WQ_c}{WP_a},$$

где  $WP_a$ ,  $WQ_c$  – потребляемая активная и реактивная энергия за расчетный период времени соответственно.

Скидка платы за реактивную энергию возможна только при достаточной оснащенности электрической сети потребителя средствами КРМ, выполнении потребителем обусловленного энергоснабжающей организацией суточного графика потребления и генерации электроэнергии и наличия зонного ее учета. Графики потребления и генерации приводятся в договоре на поставку электроэнергии.