

## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПОТОКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

**Говорун В.Ф., Говорун О.В., Падроль Н.М.,  
Бабашев С.М., Исамадиева Г.Е., Кайдар А.Б.**  
(ПГУ им. С. Торайгырова)

Реактивная мощность-мощность, которую источник переменного тока в течение одной четверти периода отдаёт во внешнюю цепь, обладающую реактивным сопротивлением, а в течение другой четверти периода получает её обратно. Характеризует энергию, не потребляемую во внешней цепи, а колеблющуюся между внешней цепью и источником, т.е. ёмкостную и индуктивную энергию, временно накапливаемую, а затем отдаваемую источнику. Эта энергия, необходимая для создания электромагнитного поля, с помощью которой производится транспорт активной энергии.

На выработку реактивной энергии первичный энергоноситель не расходуется. Она не совершает никакой работы, поэтому ее невозможно рассматривать как самостоятельный товар. К тому же электрические станции не продают реактивную мощность компаниям, занимающимся транспортом электроэнергии.

$$P = \frac{U_m I_m}{2} \cos\left(\frac{\pi}{2}\right) = U \cdot I \cdot \cos 90^\circ = 0,$$

где  $U_m$ ,  $I_m$  - амплитуды напряжения и тока;  $U$ ,  $I$  - эффективные значения напряжения и тока;  $\pi/2$  - угол (фаза) отставания тока от напряжения [1].

Реактивная энергия лишь создает условия, при которых активная энергия совершает работу. Однако эта "обменная" энергия загружает электрические сети, отнимая некоторую часть пропускной способности элементов сети  $\Delta K_3$ , приводит к дополнительным потерям активной энергии  $\Delta P_q$  и оказывает влияние на уровни напряжения на шинах потребителей на величину  $\Delta U_q$ :

$$\Delta K_3 = \frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \varphi; \Delta P_q = \left(\frac{Q + \Delta Q_i}{U}\right)^2 R_\Sigma; \Delta U_q = \frac{Q \cdot X_\Sigma + jQ \cdot R_\Sigma}{U},$$

где  $Q$  – поток реактивной мощности на участке сети;  $\Delta Q_i$  – потери реактивной мощности на предшествующих участках схемы;  $R_\Sigma$ ,  $X_\Sigma$  – суммарное активное и индуктивное сопротивление по которым протекает реактивная мощность.

Повышение энергоэффективности выработки, передачи и потребления электроэнергии позволит существенно снизить себестоимость электроэнергии и тарифы на потребительском рынке.

Энергоснабжающие компании обязаны при поставке потребителю электроэнергии обеспечить надежность энергоснабжения и установленное ГОСТ 13109-97 качество электроэнергии.

Высокие темпы развития промышленного производства, социальной инфраструктуры и строительства требуют от энергетической отрасли новых мощностей. Но даже при интенсивной реализации инвестиционных проектов в энергетике сегодня проблема энергодефицита не будет решена «одномоментно». Установка и использование на предприятиях-потребителях компенсирующих устройств (КУ) позволит высвободить дополнительную энергию, а значит, сделать шаг на пути повышения энергоэффективности предприятия и частичного преодоления энергодефицита.

В настоящее время энергоснабжающие компании, начиная с определенной величины установленной мощности (150 кВт и выше) потребителей, берут надбавки за потребленную ими реактивную мощность, не решая проблему компенсации реактивной мощности. Эти надбавки к тарифам за реактивную мощность дают возможность энергоснабжающей организации, как естественной монополии, бесконтрольно увеличивать доходы, не отражая их в составе финансовых средств. Это противоречит закону «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Казахстане».

К тому же принимаются местные, действующие только в энергопоставляющих компаниях, положения по недопущению присоединения к электрической сети новых потребителей с установленной мощностью 150 кВт и более или увеличения заявленной (присоединенной) мощности до аналогичной величины подключенных потребителей без устройств компенсации реактивной мощности. Таким образом, энергопоставляющие компании перекладывают решение своих проблем на потребителей электроэнергии.

Следует отметить, что в настоящее время большинство трансформаторов и линий в местных и районных сетях работают с большой недогрузкой.

К сожалению, в условиях естественной монополии вопросы регулирования режимов остаются за пределами частных интересов продавцов и покупателей. При отсутствии конкуренции энергоснабжающие организации не заинтересованы заниматься этими вопросами по собственной инициативе. Потери электроэнергии не снижаются. Потребители оплачивают их, так как фактические затраты на производство и передачу активной и реактивной электроэнергии включаются в тарифы на потребительском рынке.

Устанавливать компенсирующие устройства на вводе предприятия (на шинах ГПП) потребителю экономически не выгодно, так как при этом потребитель несет одни убытки, связанные с приобретением и установкой КУ и дополнительного оборудования. При этом у потребителя снизятся потери энергии только в трансформаторах, установленных на ГПП. Экономическая целесообразность установки КУ может появиться при групповом или индивидуальном их подключении в сети 0,4 кВ непосредственном у потребителя. Однако из-за большого количества маломощных КУ возрастут ежегодные эксплуатационные издержки.

При определении эффективности компенсации реактивной мощности в расчет обычно принимается только величина снижения затрат на оплату реактивной энергии и стоимость КУ. А на том факте, что для выработки реактивной энергии необходима активная энергия и на эксплуатацию КУ требуются затраты, обычно внимание не акцентируют.

Величина затрат активной энергии на выработку реактивной зависит от типа компенсирующего устройства. Так, удельные затраты активной энергии на выработку реактивной составляют [2]:

- синхронные электродвигатели  $K_{кУ} = 0,011 \div 0,049$  кВт/кВАр;
- батарей статических конденсаторов  $K_{кУ} = 0,003 \div 0,004$  кВт/кВАр;
- статические тиристорные компенсаторы: в режиме потребления  $K_{кУ} = 0,009 \div 0,01$  кВт/кВАр; в режиме выдачи  $K_{кУ} = 0,05 \div 0,06$  кВт/кВАр;
- шунтирующие реакторы  $K_{кУ} = 0,006 \div 0,02$  кВт/кВАр.

Следует отметить, что при установке КУ необходимо обязательно провести анализ возможных технологических нарушений в распределительных электрических сетях с выявлением узлов, в которых будет происходить отключение потребителей из-за недостаточной статической устойчивости в режимах АПВ и АВР линий (фидеров), отключение асинхронных двигателей или неуспешный их самозапуск, вызванных пониженным напряжением в узлах нагрузки (центрах питания) вследствие коротких замыканий в распределительной электрической сети. Это обусловлено тем, что

$$Q_{кУ} = \omega_0 C_{кУ} U^2,$$

где  $Q_{кУ}$  - реактивная мощность, выдаваемая КУ;  $C_{кУ}$  - емкость КУ;  $\omega_0$  - синхронная частота;  $U$  - напряжение, приложенное к КУ.

Проблема повышения энергоэффективности потребления в электрохозяйстве потребителя многосторонняя. С одной стороны, она может решаться за счет снижения энергопотребления при использовании нового энергоэффективного оборудования, энергосберегающих технологий и т. п. С другой стороны, ее решение определяется снижением затрат на передачу электроэнергии за счет снижения капиталовложений в электрические сети. С третьей стороны, решение проблемы зависит и от эффективности регулирования режимов электропотребления. В силу специфики процесса производства, передачи и потребления электрической энергии режимы работы системы оказывают влияние на себестоимость ее производства на электростанциях и на ее потери, как в сетях потребителя, так и энергоснабжающих организаций.

Учитывая специфику реактивной энергии, которая может вырабатываться как производителем электроэнергии, так и потребителем в некоторых режимах (например, в ночные часы) энергоснабжающей организации выгодно, чтобы потребитель поглощал излишнюю реактивную энергию из ее сетей, и она должна оплачивать такое потребление. В часы больших нагрузок она должна оплачивать реактивную энергию, поставляемую потребителем, имеющим такие возможности. Целесообразность таких отношений определяется конкретными условиями, которые должны быть оговорены в договоре.

В связи с этим можно говорить о взаимных услугах энергоснабжающей организации и потребителя в части нормализации условий потребления и генерации реактивной энергии. Любая такая услуга направлена на снижение потерь электроэнергии в сетях и улучшения качества напряжения, в конечном счете, на снижение темпов роста тарифов.

Задача выбора оптимальных потоков реактивной мощности и мест установки КУ в энергосистеме и электрических сетях имеет целью нахождение такого решения для снижения потерь энергии и обеспечения качества напряжения, которое обеспечит максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы энергосистемы, электрической сети и приёмников электроэнергии.

В настоящее время требование к минимальному значению коэффициента  $\text{tg}\varphi$  для точек присоединения потребителя к электрической сети 110–0,4 кВ предлагается значительно ужесточить и установить  $\cos\varphi = 0,944$  ( $\text{tg}\varphi = 0,35$ ) для сети 0,4 кВ,  $\cos\varphi = 0,93$  ( $\text{tg}\varphi = 0,4$ ) для сети 6–60 кВ и  $\text{tg}\varphi = 0,5$  для сети 110 кВ [3]

В энергосистеме наибольшие величины потоков мощности протекают между станциями (генераторами) и по межсистемным связям. В связи с этим усложнится задача управления напряжением и потоками реактивной мощности не только в сетях 110–220 кВ, но и на электрических станциях и в сетях более высокого напряжения. При этом возрастет размерность задачи управления. Проблема управления режимами усугубится и широким внедрением новых управляемых средств компенсации реактивной мощности на базе силовой электроники. В тоже время, развивающийся конкурентный рынок электроэнергии предъявляет повышенные требования к надежности работы энергосистемы и качеству электроэнергии. Для эффективного использования регулировочных возможностей электростанций с целью достижения общесистемного эффекта необходимо координированное (централизованное) управление их режимами (потоками активной и реактивной мощности).

Известно, что наиболее экономично оборудование работает с номинальными параметрами.

Коэффициент мощности генераторов  $S_n = 7,5 \div 137,5$  МВА –  $\cos\varphi = 0,8$  ( $\text{tg}\varphi = 0,75$ ), генераторов  $S_n = 188 \div 941$  МВА –  $\cos\varphi = 0,85$  ( $\text{tg}\varphi = 0,62$ ) и высокоиспользуемых генераторов –  $\cos\varphi = 0,9$  ( $\text{tg}\varphi = 0,484$ ).

При снижении реактивной мощности генератора до нуля, если нет ограничения по мощности турбины, выдаваемую активную мощность можно увеличить по условию нагрева обмоток ротора и статора до  $P_{\max} = 1,125P_{\text{ном}}$ .

При регулировании напряжения на зажимах генератора вводится понятие статизм по реактивной мощности. Обычно регуляторы напряжения генераторов пропорционального действия, работающих непосредственно на сборные шины, настраивают на статическую характеристику со статизмом 4 – 5 %. Это значит, что при изменении реактивной нагрузки генератора от нуля до номинальной напряжение уменьшается на 4 - 5 %. Регуляторы возбуждения сильного действия генераторов, настраивают на статическую характеристику со статизмом 0,5 %.

При жестких электрических связях между станциями (генераторами) и ручном регулировании напряжения на шинах генераторов возможны большие перетоки реактивной мощности, так как при  $U_1 = \text{const}$  и  $U_2 = \text{const}$

$$\Delta Q = \frac{(U_1 - U_2)^2}{Z_\Sigma} \approx \frac{(\Delta U)^2}{jX_\Sigma} \left( \frac{kB^2}{Om} \right),$$

где  $Z_\Sigma$  ( $X_\Sigma \gg R_\Sigma$ ) - суммарное сопротивление между точками стабилизации напряжения.

При этом также возможны длительные режимы работы генераторов с ограниченным возбуждением. Область недовозбуждения определяется из условий устойчивой работы генератора и определяется максимально допустимым углом нагрузки, который обычно не превышает  $70^\circ - 80^\circ$ . Вследствие этого возможно недопустимое приближение к границе статической устойчивости и ее нарушение [3].

При  $P_g = 1$  и  $U_g = 1$  угол нагрузки генератора рассчитывается по формуле

$$\delta_z = \arctg\left(\frac{1}{1/X_d + \operatorname{tg}\varphi}\right),$$

где  $X_d$  - синхронное сопротивление по продольной оси генератора

В таблице 1 приведено изменение  $\delta_{\text{го}}$ , потока реактивной мощности  $Q$  и составляющей потерь активной мощности  $\Delta P'_q = (Q/U)^2$  в зависимости от  $\cos\varphi$  генератора. Из таблицы видно, что при увеличении  $\cos\varphi$  угол нагрузки генератора  $\delta_{\text{го}}$  растет и при учете углов нагрузки трансформаторов и линий суммарный угол электропередачи приближается к предельному по условию статической устойчивости  $\delta_{\text{пр.идеаль}}=90^\circ$ . Особенно быстрое изменение угла будет происходить в режимах потребления реактивной мощности, которые могут появиться при работе линий 110 кВ и выше в режимах передачи мощности меньше натуральной.

Таблица 1 – Изменение  $\delta_{\text{го}}$  и потока реактивной мощности

$\cos\varphi$	1	0,98	0,96	0,94	0,92	0,9	0,88	0,85	0,83	0,8
$\operatorname{tg}\varphi \cdot Q$	0	0,2	0,29	0,36	0,43	0,48	0,54	0,62	0,67	0,75
$\delta_{\text{го}}$	60	53	50	47	46	44	42	40	39	37
$\Delta P'_q$	0	0,04	0,09	0,13	0,18	0,23	0,29	0,38	0,45	0,56

Управление процессом регулирования режимов осуществляет государство посредством нормативно правовых документов.

Актуальным является поиск новых решений по совершенствованию структуры управления режимами электропотребления в электрохозяйстве потребителя, которые обеспечивают повышение эффективности электропотребления. Это возможно при использовании рыночных механизмов управления, основанных на заинтересованности потребителей и энергоснабжающих организаций. Такая структура должна функционировать на основе использования свойств саморегулирования рыночных отношений в соответствии с законом спроса и предложения. Для эффективного управления возможно наряду с административными мерами, применение экономических методов воздействия на потребителей. Такими методами являются скидки и надбавки к тарифам. Необходимость экономического стимулирования потребителей участвовать в регулировании потоков реактивной мощности не должна вызывать сомнения. При этом скидки за регулирование потоков реактивной мощности должны быть пропорциональны эффекту создаваемого потребителем энергоснабжающей организации, вызывающего увеличение пропускной способности элементов сети  $\Delta K_3$ , снижение потерь активной энергии  $\Delta P_q$  и улучшения качества напряжения потребителей на  $\Delta U_q$ .

Надбавки к тарифам за реактивную мощность также должны быть дифференцированы и стимулировать потребителя к повышению энергоэффективности работы электрохозяйства и полностью идти на установку и эксплуатацию КУ, потребителей.

Необходимость управления режимом регулирования потоков реактивной мощности с помощью экономических рычагов требует поиска решений, обеспечивающих соответствие механизма скидок и надбавок действующему законодательству.

Готовящаяся Министерством Казахстана Инструкция (Методика) должна быть согласована с Министерством юстиции, Министерством экономики и Министерством по антимонопольной политике Казахстана.

#### Литература:

1. Кудрин Б.И. История компенсации реактивной мощности:// Электрика, 2001. - № 6. - С. 26-29.
2. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ. РД 34.09.208. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1981. – 13 с.
3. Говорун В.Ф. Колебательная устойчивость генератора при работе ограничителя минимального возбуждения. // Вестник ПГУ. Серия энергетическая, 2006. - №2 – С. 16-25.

УДК 621.37.521.6

### УТОЧНЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРОБОЯ ВОЗДУХА

**Говорун В.Ф., Говорун О.В., Падроль Н.М.,  
Бабашев С.М., Исамадиева Г.Е., Кайдар А.Б.**  
(ПГУ им. С. Торайгырова)

Изолирующей средой воздушных линий электропередачи является воздух. Он должен иметь достаточно высокую электрическую прочность при всех эксплуатационных воздействиях напряжения и при всех атмосферных условиях, чтобы не снижать надежность изоляции проводов линии [1].

В ряде случаев происходят электрические пробой воздушного промежутка в резконеоднородном поле линии, которые при неучете ряда факторов неправильно интерпретируются специалистами.

Например, на открытом распределительном устройстве (ОРУ) электростанции из-за однофазного короткого замыкания произошло отключение шины ОРУ=220 кВ, а вместе с ней энергоблока, трансформатора, ЛЭП-220 кВ.

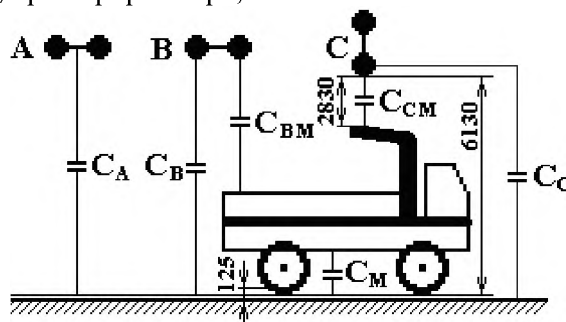


Рисунок 1. Расположение гидроманипулятора в момент пробоя изоляции.

Пробой изоляции между фазой гибкой шины и гидроманипулятором произошел при следующих условиях: высота снежного покрова 100 мм; высота от снежного покрова до фазы шины 6130 мм; высота от стрелы гидроманипулятора до фазы шины 2830 мм; температура воздуха -22,4°С; влажность воздуха 69%; ветер западный - 3м/с.