

КУЗЬМИН В.В., докт. техн. наук, проф., директор  
ООО "Элта - Инжиниринг", г. Харьков

ШЕВЧЕНКО В.В., канд. техн. наук, доцент

Национальный технический университет «ХПИ», г. Харьков

## К ВОПРОСУ АНАЛИЗА НАГРУЗОЧНЫХ РЕЖИМОВ СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

*Рассмотрены вопросы возможности и целесообразности перевода турбогенераторов, отработавших свой срок эксплуатации на электростанциях, мощностью до 200 МВт, в режим синхронных компенсаторов с целью компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях, а также вопросы оптимизации алгоритмов управления синхронными компенсаторами в режимах глубокого потребления реактивной мощности.*

Компенсация реактивной мощности в распределительных электрических сетях является достаточно эффективным мероприятием, улучшающим показатели установившихся режимов работы энергосистем:

1) снижается расход электроэнергии на ее передачу, что позволит снизить перетоки реактивной мощности;

2) поддерживается уровень напряжения в узлах сети;

3) снижаются затраты на оборудование – возможно уменьшение сечений проводов и кабелей, установленной мощности трансформаторов.

Вопрос оптимальной компенсации реактивной мощности необходимо формулировать отдельно для стадии эксплуатации и для стадии проектирования:

1) для эксплуатации - это задача оптимального управления существующими источниками реактивной энергии, что относится к техническим вопросам оптимального управления режимами работы сети;

2) для проектирования - это задача оптимального размещения источников реактивной энергии. Необходимо учитывать большое количество факторов (например, затраты на конденсаторы или другие средства компенсации, наличие площадей для их установки, и т.д.). Обычно есть несколько возможных вариантов решения, предпочтительность которых определяется, в том числе, и внешними условиями (например, наличием и содержанием нормативных документов).

Нагрузка в современных энергосистемах возрастает, текущий годовой прирост потребления электроэнергии составляет около 5,5 %. Уже к 2010 г. были восстановлены нагрузки

уровня 1991 г. Но даже при этом фактическая мощность электростанций значительно меньше той, что была в 1991 г. Поэтому рассмотрение вопроса оптимального размещения источников реактивной энергии и их вида становится все более актуальным.

Строительство тепловых электростанций (с учетом времени проектирования) длится около 5 лет, атомных – около 7-8 лет. Поэтому обеспечить должное количество новых электрогенерирующих мощностей с современными системами компенсации реактивной мощности практически невозможно. И это мировые проблемы. Поэтому реальным и технически возможным вариантом обеспечения электроэнергией потребителей всех категорий надежности является снижение потерь электроэнергии на всех стадиях ее производства, и особенно при передаче и потреблении, в частности, за счет качественной и полной компенсации реактивной мощности, [1, 2]. В качестве примера, можно указать данные зарубежного опыта: по данным *VDEW (Der Verband der Elektrizitätswirtschaft* - ассоциация немецких энергетических компаний), в распределительных электросетях Германии, благодаря компенсации реактивной мощности, было достигнуто значительное (до 10–15%) снижение расходов электроэнергии на ее передачу.

Анализ законодательства, нормативных и методических документов по вопросу компенсации реактивной мощности показал, что в настоящий момент эта задача актуальна и для нее создан набор определяющих факторов (затраты, штрафные санкции и так далее). При этом в различных регионах страны стимулирование степени компенсации реактивной мощности (надбавки и скидки за потреб-

ление или генерацию) могут присутствовать или отсутствовать. В настоящее время имеющихся средств регулирования реактивной мощности недостаточно как по емкости, так и по принципу регулирования. Недостатки регулирующих средств по величине приводят к проблемам обеспечения постоянных уровней напряжения, что подтверждается отчетными режимами объединенной энергосистемы (ОЭС) и применением для этих целей таких неоправданных мероприятий, как отключение высоковольтных линий электропередач (ЛЭП), что, в свою очередь, приводит к снижению надежности объединения в целом.

Дискретность регулирования напряжения с помощью шунтирующих реакторов (величина регулирующей ступени равна 300 Мвар) и ограниченность плавно - регулируемых средств (особенно ограниченность потребления реактивной мощности генераторами электростанций по требованию обеспечения динамической устойчивости) не обеспечивает оптимизации потерь электроэнергии в линиях электропередач и приводит к существенным экономическим потерям.

В этих условиях для ОЭС Украины актуальным и экономически выгодным мероприятием является использование генераторного оборудования электростанций, выводящихся из эксплуатации, в качестве синхронных компенсаторов (СК). Указанное относится, в первую очередь, к электростанциям, где напряжение шин генератора преобразуется в 750 кВ, а также и электростанциям вблизи узлов 750/330 кВ коммутируемых на напряжении 330 кВ, [2,4].

Удельная стоимость сооружения нового регулируемого узла компенсации реактивной мощности с установкой СК или статических преобразователей равна 40÷50 дол/квар. В то же время, использование в качестве компенсирующих систем генераторов, установленных на электростанциях и отработавших свой срок функционирования, будет на порядок ниже.

В энергосистеме Украины, включающей высоковольтные линии электропередач, стоит проблема поддержания уровня напряжения. Эти линии являются мощными источниками реактивной энергии емкостного характера, [3,4], что, при ограниченной способности установленных на станциях генераторов, особенно на АЭС, потреблять реактивную мощность, приводит к недопустимому повышению напряжения в

сети, и, как следствие, к снижению уровня надежности как оборудования ЛЭП, так и турбогенераторов, [].

СК – электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки, и предназначенная для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах  $\pm 5\%$  номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности. СК устанавливаются в тех точках единой энергосистемы (ЭЭС), где график нагрузки меняется в широких пределах, что существенно влияет на баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции 330-500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10-20 кВ.

СК, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемую в этом режиме реактивную мощность можно приблизительно рассчитать, как

$$Q_{СК} = U^2/x_d, \text{ вар}$$

где  $x_d$  – синхронное реактивное сопротивление СК, Ом.

При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим).

Общепризнанным является, что нагрузочная способность турбогенераторов в режиме СК ограничивается:

- при выдаче реактивной мощности (+ Q)
- по току в обмотке ротора;
- при потреблении реактивной мощности (-Q) - по току статора, по условиям нагрева концевой зоны сердечника статора и по условиям устойчивости (в режиме «отрицательного возбуждения»).

В табл. 1 приведены реальные и планируемые параметры синхронного турбогенератора ТВВ-500-2в случае перевода его в режим СК. Многие исследователи считают, что проблему искусственной устойчивости в зоне недовозбуждения (начиная от  $0,1 I_0$  и ниже) необходимо решать использованием обмотки ротора разгонного двигателя в качестве поперечной в режиме продольно-поперечного возбуждения. Т.е. предлагается на базе выводимого из эксплуатации турбогенератора создать СК с продольно-поперечным возбуждением.

Таблица 1 - Нагрузочные параметры синхронного компенсатора на базе ТВВ-500-2

Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Данные ТВВ-500-2			
Полная мощность	$S$	МВА	588
Ток статора	$I_H$	кА	17,0
Номинальный ток возбуждения	$i_H$	кА	3,53
Ток холостого хода	$i_0$	кА	1,073
Режим синхронного компенсатора с перевозбуждением			
Максимальная реактивная мощность	$+ Q_{max}$	Мвар	525
Ток статора	$I$	кА	15,2
Ток ротора	$i$	кА	3,53
Режим синхронного компенсатора с недо возбуждением			
Реактивная мощность	$- Q_0$	Мвар	214
Ток статора	$I$	кА	6,2
Ток ротора	$i$	кА	0
Максимальная реактивная мощность	$- Q_{max}$	Мвар	500(588)*
Ток статора	$I$	кА	14,5(17)
Ток ротора	$-i$	кА	1,26(1,67)

\*) при отсутствии ограничений по нагреву концевой зоны сердечника статора

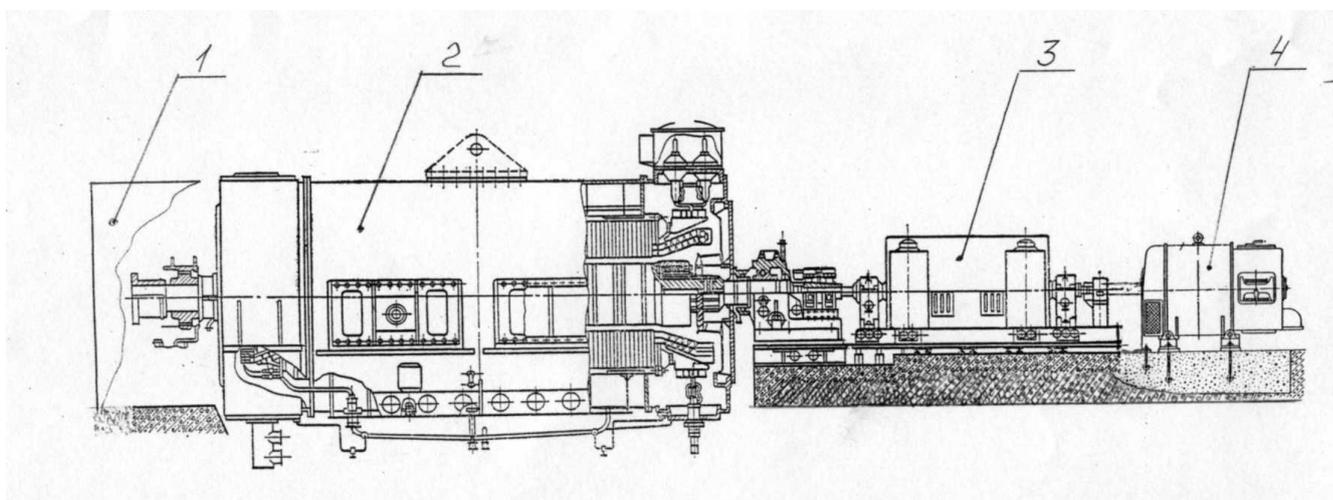


Рис. 1. Комплектация и установка турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора

- 1 - защитный кожух полумуфты генератора и валоповоротного устройства; 2 - турбогенератор со вспомогательными системами газо-масло-водоснабжения. 3 - синхронный возбудитель. 4 - приводной асинхронный двигатель (может быть установлен и с противоположной стороны)

В состав такой установки входят, рис.1:

- турбогенератор (с сохранением системы водо-газо-маслохозяйства, но в сокращенном объеме);
- синхронный возбудитель (СВ);
- разгонный двигатель, например, асинхронный с фазным ротором;

- кожух закрытия полумуфты генератора и валоповоротного устройства;
- устройство сопряжения вала СВ с разгонным асинхронным двигателем;
- фундаментная плита под разгонный асинхронный двигатель.

Шинопроводы, силовой трансформатор и ОРУ используются без изменений.

Система возбуждения подлежит модернизации для обеспечения возможности ее перехода в режим отрицательного возбуждения. Дополнительно требуется дооснащение установки СК следующими устройствами:

- устройствами для контактно - реостатного пуска приводного двигателя, например, асинхронного;

- устройства вывода приводного асинхронного двигателя на синхронные обороты (преобразователь частоты в цепи ротора на частоту до 2 Гц);

- устройства управления режимами работы СКП, включая систему регулирования токов обмотки ротора приводного асинхронного двигателя в режиме «отрицательного» возбуждения.

При проведении работ по подготовке и переводу турбогенератора в режим СК необходимо проводить работы по разработке технической документации и выполнению рабочего проекта, проведению ревизии оборудования, которое остается в эксплуатации или подлежит модернизации, например, система маслохозяйства и водоснабжения. Необходимо приобрести разгонный двигатель, дополнительного пуско-регулирующее оборудование и изготовить дополнительные узлы турбоагрегата, провести его сборку, наладку, включая приемочные испытания.

Как показывают расчеты, проведенные на ГП «Завод «Электротяжмаш», затраты на сооружение компенсаторной подстанции на базе штатного электротехнического оборудования приводят к удельным затратам на уровне 4 дол/кВА, в то время, как сооружение новой компенсаторной подстанции обходится на уровне 52,5 дол/кВА, [5,6].

Основным вопросом создания СК на базе турбогенератора является расчет его нагрузочных режимов. Если провести аналогию с машиной постоянного тока, то

$$I = \frac{E - U}{R}, \text{ А} \quad (1)$$

В генераторном режиме  $I > 0$  при  $E > U$ . В двигательном режиме  $I < 0$  при  $E < U$ .

В СК соотношения аналогичны, но вместо  $R$ , следует использовать индуктивное сопротивление  $X$ .

Из анализа диаграммы Потье, [5], следует, что

$$E_v = \sqrt{U^2 \cdot \cos^2 \varphi + (I \cdot X_p + \sin \varphi)^2}, \text{ о.е.}$$

где  $E_v$ , о.е. – ЭДС, которая наводится в СК в нагрузочном режиме;

$X_p$ , о.е. – индуктивное сопротивление Потье;

$I$ , о.е. – ток якоря (нагрузка).

$U$ , о.е. – напряжение СК в нагрузочном режиме.

Соотношение (1) универсальное, оно связывает модули условных векторов («фазеров»)  $E_v$ ,  $U$ ,  $I$ . (Здесь в качестве условной единицы принято  $U = 1$ ).

Однако векторные диаграммы, пусть даже для «фазеров», надо строить с учетом диапазона изменения параметров в пределах происходящих процессов в СК. Практически всегда, во всем диапазоне эксплуатации турбогенератора, можно считать:

1)  $\underline{U}$  и  $\underline{E}_v$  всегда направлены взаимно противоположно. В то же время, угол нагрузки, согласно, например, данным СК-240, полученного путем преобразования ТГВ-200, составляет

$$\begin{aligned} \theta &= -\arcsin \frac{I_a \cdot X_p}{U} = -\arcsin \frac{P_M \cdot X_p}{S} = \\ &= -\arcsin \frac{0,8 \cdot 0,2}{240} \approx -0,04^\circ \end{aligned} \quad (2)$$

где  $S = 240$  Мвар – полная мощность СК-240;

$P_M = 0,8$  МВт – механические потери (для СК-240);

$X_p = 0,2$  о.е. – индуктивное сопротивление Потье (для данных СК-240).

Поэтому во всех случаях можно считать, что угол между векторами ЭДС и напряжения синхронного компенсатора

$$\angle(\underline{E}, \underline{U}) = \pi; \quad \underline{U} = U \cdot \bar{j}; \quad \underline{E}_v = -E_v \cdot \bar{j}.$$

2) Т.к. СК фактически является индуктивностью, то ток якоря (реакция якоря) равен

$$\underline{I}_a = -\frac{E_v - U}{X_p} \cdot \bar{i}; \quad I = -I_a \quad (3)$$

3) Согласно диаграмме Потье и при приведенных выше соотношениях, ток возбуждения

$$i_f = (i_E - i_a) \cdot \bar{i}, \text{ А}$$

$$\text{где} \quad i_a = I_a \cdot X_{ad} = -I \cdot X_{ad}, \text{ А} \quad (4)$$

При построении векторных диаграмм всегда должны соблюдаться законы Кирхгофа, [7]. Тогда для СК:

$$\underline{U}_0 = -\underline{E}_{v0}; \quad \underline{I}_a = -I, \quad \underline{U} = U \cdot \vec{j}, \\ I = I \cdot \sin \varphi \cdot \vec{i}.$$

В скалярном приложении для расчетов можно использовать соотношения между действующими значениями  $U$ ,  $E_v$  и  $I$  (в о.е.)

$$E_v = U + I \cdot x_p \sin \varphi$$

$$i_f = i_E - i_a = i_E + i; \quad i = x_{ad} \cdot I \cdot \sin \varphi$$

Традиционно нагрузочная характеристика СК изображается, как прямолинейная зависимость (рис. 2)  $Q = f(i_f)$ , которая представляет собой «спрямленный» вариант  $U$ -образной характеристики. Как отмечается в [8], опытный (экспериментальный) вариант характеристики отличается от изображенной на рис. 2 тем, что в последнем при расчете  $I_f$  не учитывается уровень насыщения магнитной системы, т.е. зависимость  $i_E = f(E_v)$ .

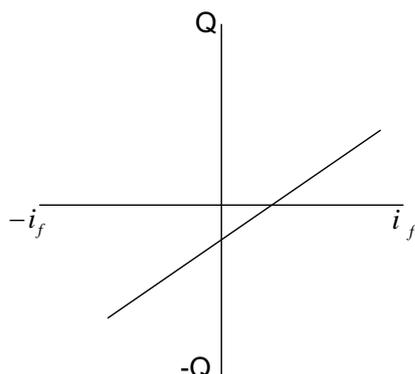


Рис. 2. Нагрузочная характеристика СК – прямолинейная зависимость  $Q = f(i_f)$

В табл. 1 приведены данные для синхронного компенсатора на базе турбогенератора ТГВ-200-2Д ( $Q = \pm 200$  Мвар;  $U = 18$  кВ,  $n = 3000$  об/мин).

Таблица 1. Данные для СК, созданного на базе турбогенератора ТГВ-200-2Д

$Q$ , Мвар	+200	0	-140	- 200
$i_f$ , кА	1,7	0,7	0	- 0,3

Векторные диаграммы работы СК в различных режимах приведены ниже:

- в режиме холостого хода ( $U = E$ ,  $I = 0$ ), рис. 3

- в режиме перевозбуждения ( $\varphi = 90^\circ$ ,  $\Delta E = E - U$ ), рис. 4;

- в режиме недовозбуждения ( $\varphi < 0$ , например,  $\varphi = -95^\circ$ ,  $i_f = (i_E - i_a) \cdot \vec{i}$ ,  $i_f < 0$ ), рис. 5.

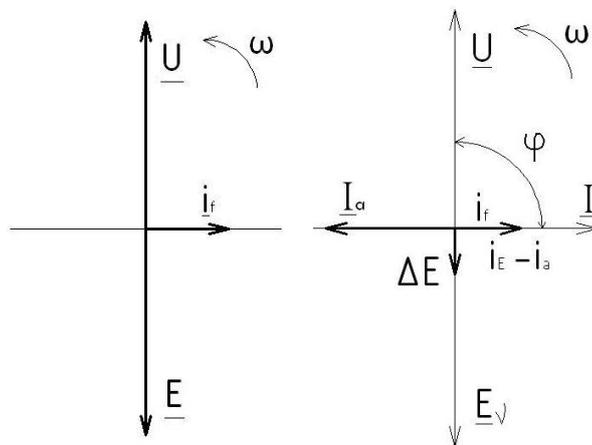


Рис. 3. Векторные диаграммы работы СК в режиме холостого хода

Рис. 4. Векторные диаграммы работы СК в режиме перевозбуждения

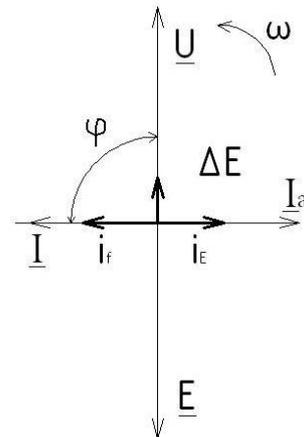


Рис. 5. Векторные диаграммы работы СК в режиме недовозбуждения

Необходимо отметить, что при  $i_f = 0$ , согласно (4), направление  $\vec{E}_v$  сохраняется неизменным, хотя величина его несколько уменьшается. Т.о.

$$E_{v0} = U - I_0 \cdot X_p$$

Т.е. при  $I = U/X_d \approx 0,7$  о.е. и  $X_p \approx 0,2$  о.е.

$$I_{v0} \geq 0,86 \cdot U_H$$

Неизменность и достаточно высокое значение рабочего потока в этом режиме обеспечивает необходимый запас устойчивости работы СК, как за счет активной, так и реактивной (для генераторов  $X_d \neq X_q$ ) составляющей двигателя момента ( $\theta < 0$ ). В этом случае мощность СК может составить величину 0,6 — 0,8 передаваемой мощности, что делает применение подобных схем экономически оправданным и конкурентоспособным. Однако более

подробное обсуждение этого вопроса выходит за рамки настоящей статьи.

Дальнейшее уменьшение установленной мощности промежуточных СК может быть получено при подборе регулирующих устройств, наиболее эффективных в каждом конкретном случае.

СК, установленные на промежуточных подстанциях, делят линию на самостоятельные участки, поддерживая напряжения в начале и конце каждого участка. Если мощность СК достаточна для того, чтобы обеспечить постоянство напряжения в точке их присоединения, то предел передаваемой мощности всей электропередачи будет определяться пределом мощности участка, имеющего наименьшую пропускную способность. ЛЭП с промежуточными отборами имеют определенные преимущества в отношении обеспечения устойчивости, поскольку на промежуточных подстанциях могут устанавливаться СК, обеспечивающие поддержание напряжения в некоторых «опорных» точках вдоль линии и этим улучшающие ее устойчивость.

В нормальном режиме работы энергосистемы при малых возмущениях возникает необходимость проверки статической устойчивости синхронных двигателей, СК и больших групп асинхронных двигателей, которые, имея мощность, соизмеримую с мощностью питающих их генераторов, могут оказаться неустойчивыми, причем эта неустойчивость проявляется в виде специфического явления, называемого лавиной напряжения. В этом случае особое значение имеют специальные мероприятия, например, применение регуляторов возбуждения, устанавливаемых на генераторах, СК и двигателях, или установка СК вблизи места присоединения быстропеременной нагрузки.

Чем больше установленная мощность СК по отношению к мощности системы, тем больший может быть получен эффект сглаживания колебаний напряжения. Чтобы увеличить эту эффективность СК, иногда последовательно с ним целесообразно включать емкость, в той или иной степени компенсирующую его реактивное сопротивление.

#### **Выводы:**

1. Реальным и технически возможным вариантом обеспечения электроэнергией потребителей всех категорий надежности является

снижение потерь электроэнергии на всех стадиях ее производства, и особенно при передаче и потреблении, в частности, за счет качественной и полной компенсации реактивной мощности в энергосистеме.

2. Для ОЭС Украины актуальным и экономически выгодным является использование генераторного оборудования электростанций, выводимых из эксплуатации, в качестве синхронных компенсаторов.

3. Описанные в статье векторные диаграммы могут служить основой для оптимизации алгоритмов управления работой СК в режимах глубокого потребления реактивной мощности.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Кузьмин В.В., Шевченко В.В. Об эффективности использования турбогенератора в режимах синхронного компенсатора на энергоблоках ТЭС, выводимых из эксплуатации // XLIV НПК науково-педагогічних працівників, науковців, аспірантів та співробітників УПА. ЕНФ, Харків, 2010. - Частина 1.

2. Шевченко В.В. Пути преодоления возможного энергокризиса в энергосистеме Украины // Збірник наукових праць Донецького Інституту залізничного транспорту, № 29, 2012, Донецьк, стор. 77-81.

3. Кирисов И.Г., Шевченко В. В. Перспективы использования турбогенераторов в режиме синхронных компенсаторов для энергосистемы Украины // Міжнародний симпозіум «Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика», SIEMA /2012, Харків, НТУ «ХПИ», 2012.

4. Чевычелов В.А. К проблеме регулирования реактивной мощности в сетях ОЭС Украины // Гідроенергетика України, 2005, № 1.

5. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинский Е.В. Проектирование турбогенераторов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. Отделение, 1987. – 256 с., ил.

6. Шевченко В.В. Пути повышения мощности турбогенераторов при проведении работ по их реабилитации // Системи обробки інформації. Збірник наукових праць. Харківський університет повітряних сил. – Харків, 2012, вип. 7 (105), стор. 152-155.

7. Кузьмин В.В., Шпатенко Т.В. Об ошибках, допущенных при постановке проблемы «выбора условно положительных направлений» // Електротехніка і Електромеханіка, 2004. - № 1. – С. 77 – 82.

8. Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. - 4-е изд. Л.: Энергоатомиздат, 1984. - 408 с., ил.