



КУЗЬМИН В.В.

УДК 621.313.322

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

АНАЛИЗ 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.



ШЕВЧЕНКО В.В.

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 бы-

ла 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 потребление 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 объе-



диненной 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 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 на-

пряжения 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 ± 5 % номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности. СК устанавливаются в тех точках единой энергосистемы (ЕЭС), 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 огра-

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

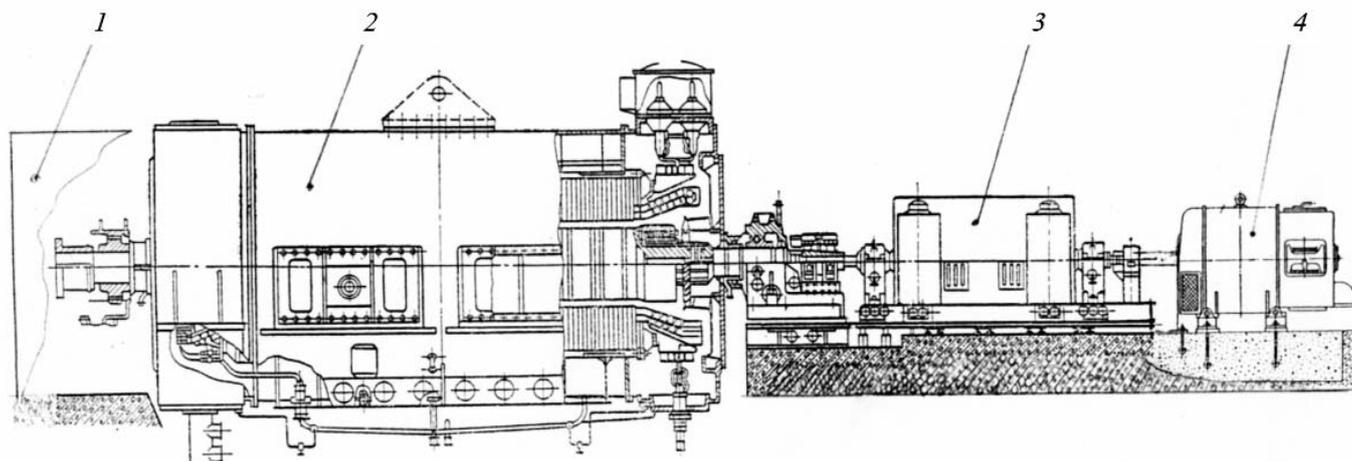


Рис. 1. Комплектация и установка турбогенератора для работы в режиме синхронного компенсатора
1 — защитный кожух полумуфты генератора и валоповоротного устройства; 2 — турбогенератор со вспомогательными системами газо-масло-водоснабжения. 3 — синхронный возбудитель. 4 — приводной асинхронный двигатель (может быть установлен и с противоположной стороны)

ничивается:

- 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-500-2 в случае перевода его в режим СК. Многие исследователи считают, что проблему искусственной устойчивости в зоне недо возбуждения (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.

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 модерниза-

ции 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, дополнительное 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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где

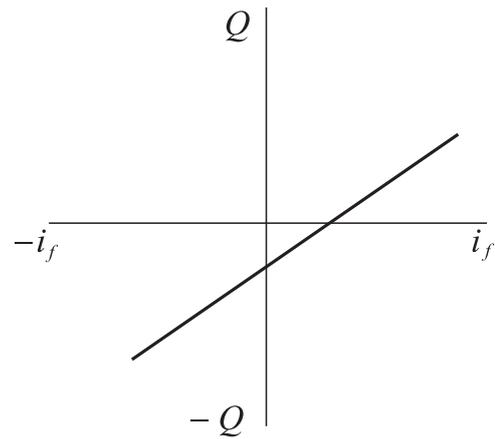


Рис. 2. Нагрузочная характеристика СК – прямолинейная зависимость $Q = f(i_f)$

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

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

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

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

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

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

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 $i_E = f(E_v)$.

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

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 ($\varphi < 0$, напри-

Таблица 2. 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

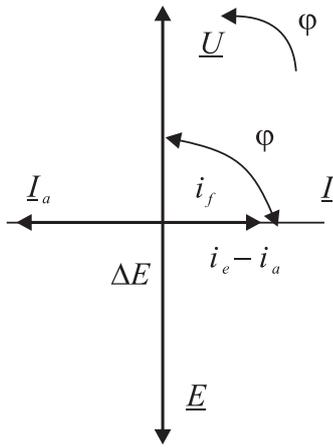


Рис. 3. Векторные диаграммы работы СК в режиме холостого хода

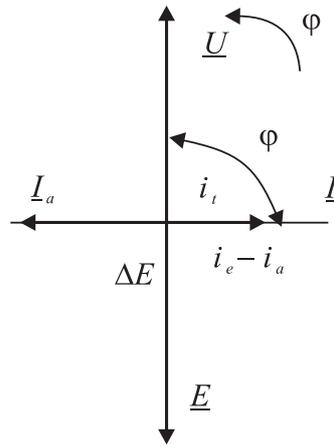


Рис. 4. Векторные диаграммы работы СК в режиме перевозбуждения

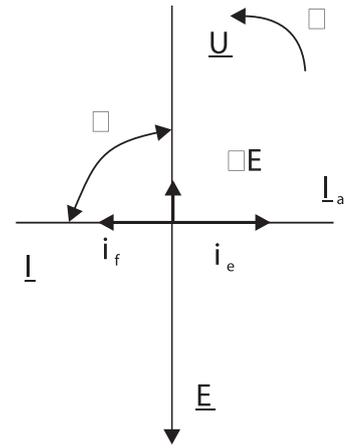


Рис. 5. Векторные диаграммы работы СК в режиме недо возбуждения

мер, $\varphi = -95^\circ$, $i_f = (i_e - i_a) \cdot \bar{i}$, $i_f < 0$), Рис. 5.

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

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

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 двигательного 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 устой-

чивости, 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 потреб-



лении, 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, выводящихся 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. — Донецьк — 2012 — № 29, — С. 77–81.

3. Кирисов И.Г., Шевченко В.В. Перспективы использования турбогенераторов в режиме синхронных компенсаторов для энергосистемы Украины // Международный симпозиум "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 // Гидроэнергетика Украины. — 2005. — № 1. — С. 29

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

6. Шевченко В.В. Пути повышения мощности турбогенераторов при проведении работ по их реабилитации // Системи обробки інформації. Збірник наукових праць Харківського університету повітряних сил. — Харків. — 2012, — Вип. 7 (105), — С. 152–155.

7. Кузьмин В.В., Шпаченко Т.В. Об ошибках, допущенных при постановке проблемы "выбора условно положительных направлений" // Электротехника і електромеханіка. — 2004. — № 1. — С. 77 — 82.

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

© Кузьмин В.В., Шевченко В.В., 2013

