

УПРАВЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Канд. техн. наук, доц. КАЛЕНТИОНОК Е. В., асп. ФИЛИПЧИК Ю. Д.

Белорусский национальный технический университет

Регулирование напряжения в энергосистемах связано с необходимостью воздействовать на автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) генераторов. Для того чтобы единым управляющим сигналом воздействовать на регуляторы возбуждения генераторов электростанций, используется групповое управление возбуждением [1].

Одним из основных вопросов, встающих при разработке систем группового управления возбуждением, является вопрос об условиях, которым должно удовлетворять распределение реактивной нагрузки между генераторами станции, и о средствах его осуществления. Показано, что соблюдение условий распределения, приводящего к минимуму потерь активной мощности в схеме электростанции, не является обязательным, поскольку возможные при отступлении от этого условия дополнительные потери имеют незначительную величину, составляющую несколько десятых долей процента номинальной мощности станции [1]. Отсюда следует, что требования к распределению реактивной нагрузки внутри станции не должны исходить из условий достижения теоретического минимума потерь и что усложнение систем автоматического группового управления для соблюдения этих условий нецелесообразно. Поэтому практически используются только условия технической целесообразности распределения реактивной нагрузки между генераторами. В настоящее время известно несколько подходов к распределению реактивной нагрузки между генераторами электростанции:

- 1) метод мнимого статизма реактивной мощности по напряжению [1];
- 2) выравнивание реактивных мощностей при всех режимах работы [1]

$$Q_{r1} = Q_{r2} = \dots = Q_{ri} = \dots = Q_{rn},$$

где Q_{ri} – реактивная мощность i -го синхронного генератора; 1, 2, ..., n – порядковый номер генератора на электростанции;

3) выравнивание отношений текущего и предельно допустимого значений реактивной мощности, приводящее к выравниванию тепловых режимов работы генераторов [2]:

$$\frac{Q_{r1}}{Q_{rn1}} = \frac{Q_{r2}}{Q_{rn2}} = \dots = \frac{Q_{ri}}{Q_{rni}} = \dots = \frac{Q_{rn}}{Q_{rnn}},$$

где Q_{rni} – предельная реактивная мощность i -го синхронного генератора, зависящая от текущей активной мощности.

Однако ни один из них не учитывает условия устойчивости генератора.

Вместе с тем значение реактивной мощности является весьма важным с точки зрения обеспечения устойчивости синхронной машины. Так, для повышения устойчивости отдельной синхронной машины следует создавать режимы с максимально возможным значением генерации реактивной мощности [3]. Однако значение реактивной мощности генераторов определяется требуемым уровнем напряжения на шинах электростанции. Для обеспечения данного уровня напряжения генераторы могут работать в режиме перевозбуждения, когда в электрическую сеть поступают как активная, так и реактивная мощности, или в режиме недовозбуждения – когда генератор потребляет реактивную мощность из электрической сети. Генератор может также работать в режиме и непотребления и невыдачи реактивной мощности, т. е. с нулевым значением реактивной мощности. Режим недовозбуждения обычно используется во время минимальных нагрузок. Поэтому на электростанции при работе разнотипных синхронных генераторов или однотипных, но с различными значениями активной мощности возникает задача распределения реактивной мощности между ними таким образом, чтобы обеспечить максимальный уровень устойчивости электростанции. Решение такой задачи будет достигнуто в случае обеспечения равенства коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности всех синхронных генераторов

$$K_{P1} = K_{P2} = \dots = K_{Pi} = \dots = K_{Pn}, \quad (1)$$

где K_{P1} – коэффициент запаса 1-го генератора; K_{P2} – коэффициент запаса 2-го генератора; K_{Pn} – коэффициент запаса n -го генератора.

Коэффициент запаса по активной мощности синхронного генератора находится по формуле

$$K_P = \frac{P_M - P}{P_M} = \frac{P_M - P_M \sin \delta}{P_M}, \quad (2)$$

где $P_M = \frac{EU}{X_\Sigma}$ – предельное значение мощности генератора по условию ста-

тической устойчивости; P – действительная передаваемая мощность генератора в энергосистему; E – электродвижущая сила (ЭДС) генератора; U – напряжение на шинах приемной энергосистемы; δ – угол сдвига вектора электродвижущей силы генератора \underline{E} относительно вектора напряжения системы \underline{U} ; X_Σ – результирующее индуктивное сопротивление генератора и сети энергосистемы.

Находя коэффициенты запаса по активной мощности каждого генератора согласно (2) и подставляя в равенство (1), получаем

$$\frac{P_{M1} - P_{M1} \sin \delta_1}{P_{M1}} = \frac{P_{M2} - P_{M2} \sin \delta_2}{P_{M2}} = \dots = \frac{P_{Mn} - P_{Mn} \sin \delta_n}{P_{Mn}}. \quad (3)$$

После несложных преобразований равенства (3) получим, что оно будет выполняться при соблюдении условия

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n = \delta_0, \quad (4)$$

где δ_0 – общее значение угла δ для всех генераторов.

Таким образом, для обеспечения максимального уровня статической устойчивости электростанции необходимо, чтобы все генераторы работали с одинаковым углом δ_0 независимо от их типа и загрузки по активной мощности. Этого можно достичь путем изменения значения тока возбуждения на генераторах, т. е. распределять реактивную нагрузку между параллельно работающими синхронными генераторами, добиваясь выравнивания угла δ на всех генераторах электростанции.

В качестве примера рассмотрим электростанцию с тремя генераторами, работающими с разными активными мощностями P_1 , P_2 и P_3 (рис. 1). Для того чтобы эти генераторы работали с одинаковым углом δ_0 , необходимо изменить их угловые характеристики мощности (кривая 1 – для первого, кривая 2 – для второго, кривая 3 – для третьего генератора). Поскольку угловая характеристика определяется выражением

$$P = \frac{EU}{X_{\Sigma}} \sin \delta, \quad (5)$$

количественно ее амплитуда может увеличиваться или уменьшаться путем изменения ЭДС, значение которой пропорционально току возбуждения генератора i_f и реактивной мощности Q . Поскольку $P_1 > P_2 > P_3$, для выполнения равенства (4) необходимо, чтобы $i_{f1} > i_{f2} > i_{f3}$ и соответственно $Q_1 > Q_2 > Q_3$. Таким образом, для максимального обеспечения условия устойчивости электростанции необходимо, чтобы ее наиболее загруженные генераторы имели наибольшую реактивную мощность, а наименее загруженные – наименьшую. В этом случае коэффициенты запаса статической устойчивости по активной мощности всех параллельно работающих генераторов выравниваются. Если этот принцип не соблюдается, то при аварийном возмущении нарушение устойчивости происходит на генераторе с меньшим коэффициентом запаса. Это вызывает большие колебания напряжения, тока, мощности на электростанции и приводит к нарушению устойчивости других генераторов и развитию аварии.

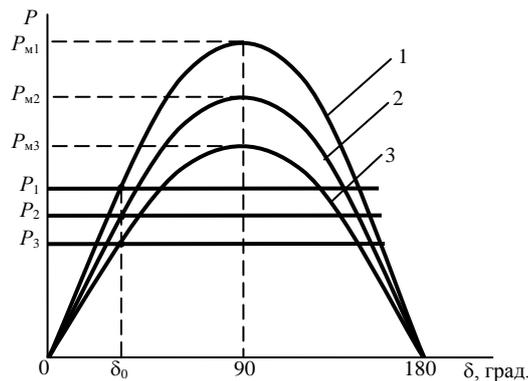


Рис. 1. Угловые характеристики генераторов, обеспечивающие максимальную статическую устойчивость электростанции: 1 – выдача в сеть активной мощности P_1 и реактивной мощности Q_1 ; 2 – то же мощности P_2 и реактивной мощности Q_2 ; 3 – то же мощности P_3 и реактивной мощности Q_3

Условие (4) может не соблюдаться при достижении генераторами предельных допустимых значений реактивной мощности. Реактивная мощность, генерируемая в режиме перевозбуждения, ограничена токами ротора или статора по условиям допустимого нагрева. В режиме недовозбуждения потребление реактивной мощности ограничивается условиями устойчивости генератора или дополнительным нагревом крайних пакетов обмотки статора из-за увеличения магнитных потоков рассеяния (рис. 2). Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке устройств распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами. Практически это несложно реализовать, если учесть, что как в режиме перевозбуждения, так и недовозбуждения допустимая реактивная мощность зависит от его активной мощности (рис. 2).

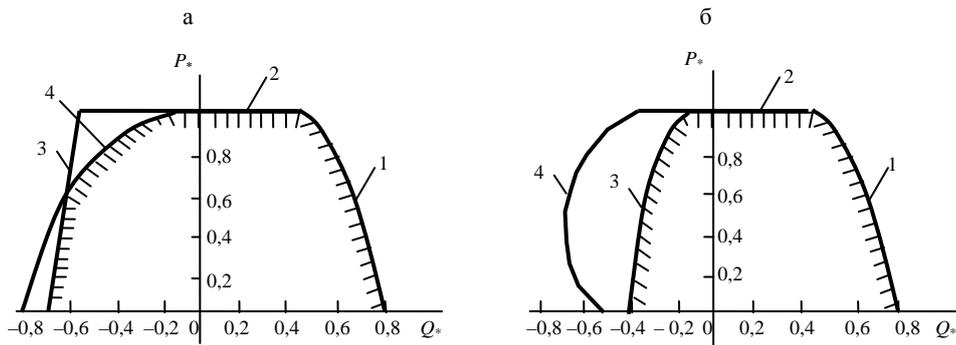


Рис. 2. Характеристики допустимой реактивной мощности генераторов от их активной мощности: а – турбогенератор ТВВ-320-2У3; б – типовые характеристики турбогенераторов; 1 – ограничения по условиям нагрева токов статора и ротора; 2 – ограничения номинальной мощности турбины; 3 – ограничения по условиям нагрева крайних пакетов статора; 4 – то же устойчивости

Как видно из рис. 2, факторами, ограничивающими значение выдачи реактивной мощности, являются токи статора или ротора, номинальная мощность генератора. В режиме потребления – условия устойчивости (рис. 2а) или нагрев крайних пакетов статора. На практике в качестве зависимостей 1–3 можно использовать заводские данные. Зависимость 4 устанавливается расчетами статической и динамической устойчивости для конкретного генератора, работающего в реальной энергосистеме.

В большинстве случаев ограничивающим фактором потребления реактивной мощности генератора является нагрев крайних пакетов статора [4].

Для оценки эффективности предложенного подхода к групповому управлению режимами реактивной мощности генераторов рассмотрена одна из типовых ТЭЦ, на которой установлены три турбогенератора типа ТВФ-60-2, которые через два трансформатора присоединены к сети 110 кВ. Шины 110 кВ ТЭЦ двумя линиями электропередачи связаны с подстанцией 330/220/110 кВ. Расчетная схема представлена на рис. 3.

Параметры синхронных генераторов представлены в табл. 1. Поскольку генераторы имеют регуляторы возбуждения пропорционального типа, они в расчетах представляются постоянной ЭДС E' за переходным сопротивлением X'_d .

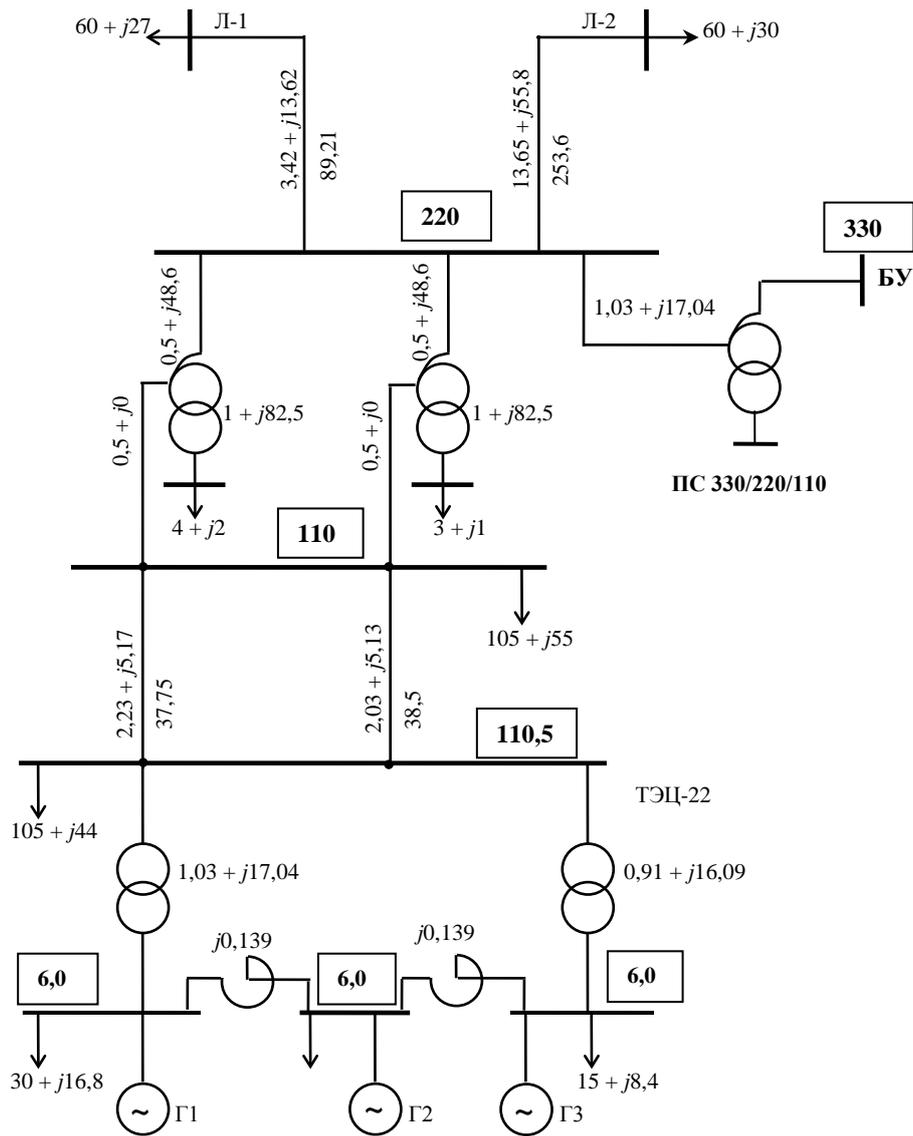


Рис. 3. Диспетчерская схема исследуемого энергорайона

Таблица 1

Параметры генератора ТВФ-60-2

P_H , МВт	$\cos\varphi$	D , о. е.	M_j , МВт·с	X'_d , Ом	X_d , Ом	X''_d , Ом	T_{d0} , с
60	0,8	10	396	0,17	1,01	0,12	4,9

Реактивную нагрузку между генераторами распределяем таким образом, чтобы обеспечить требуемое напряжение на шинах 110 кВ (принято $U_0 = 110,5$ кВ). По условию нагрева лобовых частей обмотки статора генератора максимальная допустимая величина потребления и выдачи реактивной мощности турбогенератора ограничена в соответствии с заводскими данными, которые приведены в табл. 2.

Таблица 2

Максимальная допустимая величина реактивной мощности турбогенератора ТВФ-60-2

Активная нагрузка генератора P_r , МВт	Реактивная нагрузка генератора Q_r , Мвар	
	Режим недовозбуждения	Режим перевозбуждения
0	-37,0	60,0
10	-37,0	59,0
20	-37,0	58,2
25	-37,0	57,8
30	-35,0	57,3
40	-32,0	56,1
45	-27,0	55,1
50	-22,0	52,6
55	-17,5	49,3
57	-16,0	47,0
60	-13,0	45,0

Активные мощности генераторов в исходном установившемся режиме имеют следующие значения: $P_{r1} = 60$ МВт; $P_{r2} = 45$ МВт; $P_{r3} = 30$ МВт.

Режим реактивной мощности в исходном режиме рассмотрим для двух подходов:

1) выравнивание реактивных мощностей. В этом случае $Q_{r1} = Q_{r2} = Q_{r3} = 17,1$ Мвар;

2) предложенный подход путем выравнивания углов. В этом случае: $Q_{r1} = 45$ Мвар; $Q_{r2} = 51$ Мвар; $Q_{r3} = -35$ Мвар.

Следует отметить, что из-за ограничений на выдачу и потребление реактивной мощности генераторов полного выравнивания углов последних достигнуто не было и они в исходном установившемся режиме составили следующие значения: $\delta'_{r1} = 8,8^\circ$; $\delta'_{r2} = 6,7^\circ$; $\delta'_{r3} = 5,9^\circ$.

Для определения предельных значений мощностей генераторов по условиям статической устойчивости построены угловые характеристики мощности. Для первого подхода они представлены на рис. 4, для второго – на рис. 5. Для корректности сопоставления результатов расчета коэффициентов запаса статической устойчивости генераторов по активной мощности предельные значения мощностей определены при углах $\delta'_r = 40^\circ$. Поэтому для первого подхода коэффициенты запаса статической устойчивости составили следующие значения:

$$K_{Pr1} = \frac{114 - 60}{60} = 0,9; \quad K_{Pr2} = \frac{90 - 45}{45} = 1; \quad K_{Pr3} = \frac{83 - 30}{30} = 1,77,$$

для предложенного подхода:

$$K_{Pr1} = \frac{135 - 60}{60} = 1,25; \quad K_{Pr2} = \frac{110 - 45}{45} = 1,44; \quad K_{Pr3} = \frac{72 - 30}{30} = 1,4.$$

Таким образом, при выравнивании реактивной мощности между генераторами коэффициенты их запаса статической устойчивости по активной мощности существенно отличаются, например первого и третьего генераторов почти в три раза.

При использовании предложенного подхода выравнивания углов такие отличия незначительны и, что самое важное, коэффициент запаса первого генератора, имеющего наихудшие условия сохранения статической устойчивости, увеличивается более чем на 50 %.

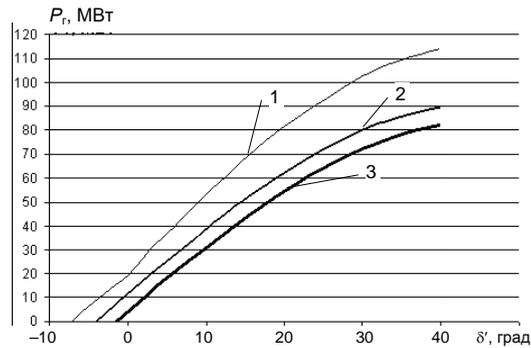


Рис. 4. Угловые характеристики мощности генераторов ТЭЦ при выравнивании реактивной мощности: 1 – $P_{г1}$; 2 – $P_{г2}$; 3 – $P_{г3}$

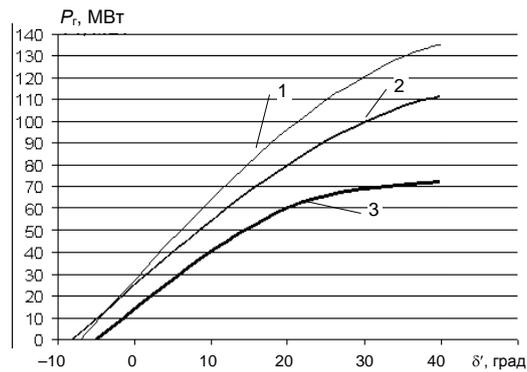


Рис. 5. Угловые характеристики мощности генераторов ТЭЦ при выравнивании углов δ : 1 – $P_{г1}$; 2 – $P_{г2}$; 3 – $P_{г3}$

Выполнена также оценка влияния рассмотренных подходов распределения реактивной мощности между генераторами на динамическую устойчивость электростанции.

В качестве расчетного возмущения принято трехфазное короткое замыкание на линии электропередачи 110 кВ вблизи шин 110 кВ ТЭЦ с ее последующим отключением. На основе расчетов электромеханических переходных процессов установлено, что при выравнивании реактивных мощностей предельное время отключения короткого замыкания составляет $t_{отк1} = 0,275$ с, при выравнивании углов генераторов $t_{отк2} = 0,295$ с.

Таким образом, применение предлагаемого подхода распределения реактивной мощности на рассматриваемой ТЭЦ увеличивает предельное время отключения короткого замыкания на 7 %.

ВЫВОДЫ

Для повышения устойчивости электростанций энергосистем необходимо распределять реактивную мощность между ее генераторами путем выравнивания углов сдвига векторов ЭДС генераторов относительно вектора напряжения электроэнергетической системы.

На основе расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов одной из типовых ТЭЦ, подключенной к сети электроэнергетической системы, установлено, что применение данного подхода распределения реактивной мощности приводит к повышению коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности генератора ТЭЦ, имеющего наиболее неблагоприятные условия сохранения устойчивости, более чем на 50 %, а предельное время отключения трехфазного короткого замыкания возрастает на 7 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Р о с м а н, Л. В. Групповое управление возбуждением синхронных генераторов гидроэлектростанций / Л. В. Росман. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 168 с.
2. С п о с о б распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами: а. с. 583508 СССР, МК Н02J3/46/ Е. С. Ковальчук; опубл. 24.12.1977 // Бюл. изобрет. – 1977. – № 45.
3. К а л е н т и о н о к, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с.
4. Ф а й б и с о в и ч, В. А. Повышение устойчивости и надежности недовозбуждения синхронных генераторов / В. А. Файбисович. – М.: Энергия, 1973. – 87 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 06.06.2009