

$$\Delta P_1 = 2,45 \cdot (1 + 0,05)^2 + 11 \cdot \left(\frac{1}{1 + 0,05} \right)^2 \cdot \left(\frac{735,835}{1000} \right)^2 = 8,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = 2,45 + 11 \cdot \left(\frac{667,42}{1000} \right)^2 = 7,34 \text{ кВт};$$

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot 100 = \frac{8,1 - 7,34}{8,1} \cdot 100 = 9,3 \text{ \%}.$$

Как следует из результатов проведенных расчетов, учет действительного напряжений сети значительно уточняет определение граничной мощности подстанции и потерь мощности в трансформаторах. Уточнение может составить более 10 %.

Литература

1. Глазунов, А.А., Глазунов, А.А. Электрические сети и системы. – М.-Л.: ГЭЦ, 1960. – 368 с.
2. Федоров, А.А., Сербиновский, Г.В. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. 2-х ч. Ч. 1. – М.: Энергия, 1973. – 528 с.

УДК 621.31

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ ГЭС И ГАЭС

Баранов Е.Ю., Сигкевич Е.Е., Юницкий П.Ю.

Научный руководитель – д-р техн. наук, профессор ПОСПЕЛОВА Т.Г.

Оптимальная структура генерирующих мощностей в электроэнергетической системе (ЭЭС) предполагает определенное соотношение установленных мощностей различных типов электростанций. Важные функции в ЭЭС призваны выполнять гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие станции (ГАЭС):

- покрытие пиков графиков нагрузки ЭЭС;
- повышение устойчивости работы ЭЭС;
- обеспечение возможности использовать АЭС и ТЭС в оптимальных для них режимах работы.

Известными достоинствами ГЭС и ГАЭС, обеспечивающими указанные функции, являются:

- маневренность (малое время пуска-останова, высокая скорость набора нагрузки, автоматизация процессов пуска-набора нагрузки-останова);
- независимость экономических показателей станции от нагрузки;
- возможность работы синхронных машин ГАЭС в компенсаторном режиме;
- себестоимость выработки электроэнергии на ГЭС в 6-7 раз ниже, чем на ТЭС и АЭС, и устойчива против инфляции;
- отсутствие вредных выбросов в атмосферный воздух.

Мощность ГЭС определяется располагаемым расходом воды и величиной напора. При нерегулируемом стоке воды ГЭС могут выдавать определенную максимальную мощность, соответствующую расходу воды в данный момент времени. Их располагаемая мощность зависит от годового стока воды. ГЭС с регулируемым стоком воды могут иметь суточное, сезонное, годовое или многолетнее регулирование. В последнем случае, при переменном стоке воды по реке в разные годы располагаемая мощность станции всегда сохраняется постоянной. Для покрытия пиков нагрузки, вне зависимости от расхода воды в реке, служат ГАЭС.

Различают плотинные (в т. ч. русловые), приплотинные (при напорах более 30–35 м), деривационные (на горных реках, высоконапорные) и плотинно-деривационные

(напор создается как плотиной, так и деривацией) ГЭС. Гидравлические турбины, спаренные с электрическими машинами, принято называть гидрогенераторами (ГГ). В таблице 1 приведены типы электрических генераторов, как правило, используемых на ГЭС и ГАЭС [1].

Роторы мощных ГГ приводятся во вращение тихоходными гидравлическими турбинами, частота вращения которых в зависимости от мощности турбины и напора воды варьируется от 50 до 600 об/мин. Большие частоты вращения соответствуют высоконапорным ГЭС (на горных реках) с турбинами небольшой мощности, меньшие частоты – низконапорным ГЭС (на равнинных реках) с крупными турбинами.

Мощные ГГ представляют собой синхронные машины (СМ) с большим числом полюсов и явнополюсными роторами. Диаметр ротора у машин мощностью 590–640 МВА достигает 16 м при длине 1,75 м, т. е. отношение длины к диаметру составляет 0,11–0,20 [2]. Самые мощные в мире ГГ Саяно-Шушенской ГЭС имеют мощность 715 МВА при частоте вращения 143 об/мин, внешний диаметр генератора около 15 м, диаметр его ротора 12 м, длина магнитопровода статора 2,75 м.

ГГ мощностью более нескольких десятков МВА выполняются с вертикальным расположением вала, что обусловлено конструкцией турбины. Быстроходные ГГ выполняются подвешенного типа, тихоходные – зонтичного. Для уменьшения габаритов, массы и стоимости в машинах применяется непосредственное охлаждение обмоток статора, ротора и сердечника статора дистиллированной водой. Применяют также систему смешанного непосредственного охлаждения (обмотка статора – водяное, обмотка ротора – воздушное). Вертикальные ГГ устанавливаются на ГЭС, сооруженных на крупных равнинных реках.

Таблица 1. Типы генераторов, устанавливаемых на ГЭС и ГАЭС

Вид гидроэлектростанции	Тип устанавливаемых электрических генераторов
Равнинные ГЭС со средними напорами (25–60 м)	Низкооборотные синхронные машины с частотой вращения $n < 100$ об/мин (явнополюсные) с большим диаметром ротора (при самых больших мощностях – форсированные системы воздушного охлаждения, водяное охлаждение проводников статора)
Высоконапорные ГЭС (более 60 м)	Синхронные машины с относительно большой частотой вращения $n > 200$ об/мин, высоким использованием активных материалов (форсированные системы охлаждения вплоть до полностью водяного охлаждения)
ГЭС с малыми напорами (3–25 м)	Капсульные гидрогенераторы с очень высоким использованием активных материалов или асинхронные генераторы
ГАЭС	Обратимые двигатели-генераторы (насосный режим – двигательный)

ГГ мощностью менее нескольких десятков МВА имеют горизонтальное расположение вала. Применяется, в основном, косвенное воздушное охлаждение (при мощности до 4 МВА – разомкнутая система вентиляции). Значительное распространение находит капсульная конструкция, при которой ГГ заключен в капсулу (водонепроницаемую оболочку), погруженную в воду. Таким образом выполняются тихоходные горизонтальные ГГ относительно небольшой мощности, размещаемые в теле водосливной плотины. Поток воды, проходящий через турбину, омывает капсулу и способствует более интенсивному охлаждению. Применение капсульных машин на низконапорных ГЭС позволяет уменьшить объем здания ГЭС.

На ГЭС небольшой мощности без обслуживающего персонала устанавливаются автономные асинхронные генераторы (АГ) с конденсаторным возбуждением, выполняемые обычно с короткозамкнутой обмоткой ротора. Находит применение свойство

АГ генерировать энергию промышленной частоты независимо от скорости вращения первичного двигателя. Необходимая для создания вращающегося магнитного поля АГ реактивная мощность поступает от батареи конденсаторов, включенной параллельно нагрузке.

СМ, установленные на ГАЭС, как правило, являются обратимыми, т. е. работают как в генераторном, так и в двигательном режиме. В часы суток, когда в сети ЭЭС имеется избыток электрической энергии, СМ ГАЭС работают в двигательном режиме. Потребляя электрическую энергию, они преобразуют ее в механическую и с помощью спаренных с ними насосов перекачивают воду из нижнего водохранилища в верхнее, аккумулируя потенциальную энергию воды. На Загорской ГАЭС (Россия) установлены отечественные агрегаты оригинальной конструкции мощностью 200 МВт на 150 об/мин. Часть времени СМ ГАЭС работают в компенсаторном режиме, покрывая дефицит реактивной мощности ЭЭС. Перевод генератора в режим синхронного компенсатора и обратно в режим генератора занимает 1–2 мин.

ГГ средней и большой мощности являются машинами индивидуальной конструкции, определяемой требованиями работы на конкретной ГЭС.

В настоящее время наблюдаются рост требований к объемам маневренных экономических мощностей в ЭЭС и необходимости в гибких управляемых генерирующих системах, работающих как в составе ЭЭС, так и автономно. Это сделало актуальными разработки новых управляемых генераторов с улучшенными по сравнению с СМ техническими и эксплуатационными характеристиками. Исследования по созданию асинхронизированных генераторов (АСГ), генераторов-двигателей (АСГД), компенсаторов велись отечественными и зарубежными специалистами более 30 лет. С опережением по отношению к мировому уровню, в 60–90-е гг. СССР были созданы и прошли опытную эксплуатацию два асинхронизированных гидрогенератора (АСГГ) мощностью 50 МВА (Иовская ГЭС, 25 лет эксплуатации). АСГГ повышают устойчивости ЭЭС, обеспечивают глубокое потребление реактивной мощности. Успешный опыт использования АСГГ и АСГД (мощностью от 85 до 340 МВА) накоплен в Японии и в Европе [3]. АСГГ и АСГД увеличивают КПД ГЭС и ГАЭС за счет регулирования частоты вращения в зависимости от напора воды. На ГАЭС АСГД улучшают регулирование частоты в ЭЭС, благодаря изменению потребляемой мощности посредством изменения частоты вращения при работе агрегата в насосном режиме.

Важным направлением развития белорусской электроэнергетики является малая гидроэнергетика. Технически доступная на сегодня мощность водотоков республики составляет 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт. Предусматривается реконструкция и восстановление существующих, сооружение новых ГЭС с единичной мощностью ГГ в диапазоне от 50 кВт до 5 МВт. При этом предполагается использовать быстроремонтируемые ГГ капсульного типа; при мощностях 50–150 кВт – АГ, как более простые и надежные в эксплуатации.

Следует подчеркнуть, что эффективность и надежность ГЭС определяется как установленными на них ГГ, так и электрическими схемами станций. Для крупных ГЭС (сторона сверхвысоких напряжений 500 и 750 кВ) рекомендуются кольцевые схемы соединений («шины-линии», «трансформатор-шины»), как более надежные и менее дорогие. Блочные схемы соединений применяются для ГЭС, если нет местных потребителей (одиночные, укрупненные, объединенные блоки). При наличии местных потребителей на средних и мощных ГЭС используют схемы с двумя системами сборных шин с междумашинным выключателем, с секционированием шин, обходами или обходной системой шин [4]. Для малых и мини ГЭС с неответственными установками могут применяться схемы с одной секционированной системой сборных шин. При разработке схем ГАЭС учитываются особенности обратимых агрегатов, ежесуточные остановки машин

и реверсивный режим работы. Таким образом, выбор главной схемы электрических соединений ГЭС и ГАЭС зависит от располагаемой мощности станции, режима ее работы (в ЭЭС или автономно), типа и единичной мощности гидроагрегатов, ответственности потребителей.

Литература

1. Алексеев, Б.А., Мамиконянц, Л.Г., Савваитов, Д.С. Основное электрооборудование электрических станций и сетей // Электрические станции. – 2005. – № 2.
2. Иванов-Смеленский, А.В. Электрические машины: Учебник для вузов. В 2-х т. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
3. Электромашинно-вентильные комплексы – повышение надежности и экономичности генерирования и потребления электроэнергии / Антипов К.М., Лабунец И.А., Лазарев Г.Б. и др. // Электрические станции. – 2005. – № 2.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

УДК 621.311.1

ЗАЩИТА ОТ СВЕРХТОКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПЛАВКИМИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ

Петрова В.С., Угоренко В.Д.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент РАДКЕВИЧ В.Н.

Под сверхтоком понимаются токи длительной перегрузки и короткого замыкания (КЗ), возникающие в электрической цепи при нарушении нормального режима работы электроустановки. Сверхтоки могут привести не только к отказам в работе электрооборудования, но и быть причиной пожара или взрыва при неблагоприятных условиях окружающей среды. Для предотвращения негативных последствий аномальных режимов в электроустановках применяются устройства защиты от сверхтоков: автоматические выключатели, плавкие предохранители и автоматические выключатели в сочетании с предохранителями. В данной работе рассматривается защита проводников от сверхтоков с помощью плавких предохранителей.

Предохранители являются одними из наиболее простых и надежных аппаратов защиты от максимального тока в электроустановках до 1 кВ. Их защитные свойства определяются типом предохранителя, габаритом патрона и номинальным током плавкой вставки. Меньшее влияние на характеристики срабатывания предохранителя оказывают температура окружающей среды, степень старения плавкой вставки, способ монтажа.

Для выбора предохранителя нужно знать параметры защищаемого электрооборудования, а именно:

- номинальный ток;
- длительно допустимый ток;
- максимальный кратковременный (пиковый) ток нагрузки, возникающий при пуске электроприемников или при работе приемников с резко переменным графиком нагрузки;
- ток длительной перегрузки и ток КЗ в точке установки защитных аппаратов.

Существующая общепринятая методика предусматривает выбор номинального тока плавкой вставки предохранителя I_B по расчетному току защищаемой цепи с учетом необходимого отстраивания от токов кратковременной допустимой перегрузки (пусковых токов, токов самозапуска электрооборудования и т. д.) по формулам: