

лиз технической и экономической целесообразности обоснованного применения устройств категории FACTS в электрических сетях ЭЭС республики.

УДК 620.004.5

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ВЕЛИЧИН ГРАНИЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ И ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ ЧИСЛА ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ УЧЕТА ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Северин Л.А., Северин Н.А.

Научный руководитель – ПРОКОПЕНКО Л.В.

При наличии на подстанции нескольких трансформаторов, которые могут работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием, обеспечивающим минимум потерь мощности в этих трансформаторах.

Потери мощности и энергии в обмотках трансформатора изменяются обратно пропорционально квадрату напряжения сети, а потери активной мощности в стали трансформаторов изменяются прямо пропорционально квадрату изменения числа вольт, приходящихся на виток первичной обмотки трансформатора [1].

$$\Delta P'_M = \frac{\Delta P_M}{\left(1 \pm \frac{a_1}{100}\right)^2},$$

где  $a_1$  – отклонение действительного напряжения трансформатора по отношению к его номинальному напряжению;

$\Delta P_M$  – потери активной мощности в меди трансформатора (нагрузочные потери), при равенстве рабочего и номинального напряжения сети.

$$\Delta P_c = \Delta P_{сн} \left(1 \pm \frac{a}{100}\right)^2,$$

где  $\Delta P_c$  – потери активной мощности в стали трансформатора (потери холостого хода);

$\Delta P_{сн}$  – потери в стали при равенстве действительного напряжения сети напряжению регулировочного ответвления (паспортная величина);

$a$  – отклонение действительного напряжения сети по отношению к напряжению регулировочного ответвления.

При превышении действительного напряжения сети номинального напряжения трансформатора на  $a_1$  % уменьшение потерь в обмотках трансформатора (процент) составит [1]:

$$\frac{\Delta P_M - \Delta P'_M}{\Delta P_M} \cdot 100 = \left[ 1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{a_1}{100}\right)^2} \right] \cdot 100. \quad (1)$$

При превышении действительного напряжения сети номинального напряжения трансформатора на  $a$  % увеличение потерь в стали составит:

$$\frac{\Delta P_C - \Delta P_{CH}}{\Delta P_{CH}} \cdot 100 = \left[ \left( 1 + \frac{a}{100} \right)^2 - 1 \right] \cdot 100. \quad (2)$$

Расчеты, проведенные по выражениям (1) и (2) показывают, что при превышении величин рабочего напряжения на 5 % потери в обмотках трансформатора уменьшаются на 9,3 %, а потери в стали трансформатора увеличиваются на 10,3 %.

Рассмотрим влияние действительных напряжений на погрешность вычислений величин граничных мощностей и потерь мощности при выборе числа параллельно работающих трансформаторов на примере двух трансформаторов со следующими данными [2]:

– ТМН-4000/35:  $\Delta P_M = 33,5$  кВт,  $\Delta P_C = 6,7$  кВт;

– ТМ-1000/10:  $\Delta P_M = 11$  кВт,  $\Delta P_C = 2,45$  кВт.

Примем, что на трансформаторах выставлены нулевые регулировочные ответвления, а напряжение сети превышает номинальное напряжение трансформатора на  $a = a_1 = 5$  %.

Рассчитаем граничные мощности для перехода от двух, к одному параллельно работающих трансформаторов без учета и с учетом действительного напряжения сети. Для ТМН-4000/35:

– приближенное значение граничной мощности подстанции

$$S_{\Gamma} = S_H \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_C}{\Delta P_M}} = 4000 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2-1) \cdot 6,7}{33,5}} = 2530 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

– уточненное значение граничной мощности подстанции:

$$\begin{aligned} S_{\Gamma} &= S_H \cdot \left( 1 \pm \frac{a}{100} \right)^2 \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_{CH}}{\Delta P_M}} = \\ &= 4000 \cdot \left( 1 + \frac{5}{100} \right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2-1) \cdot 6,7}{33,5}} = 2789,0 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

При этом суммарные потери изменяются следующим образом:

$$\Delta P_1 = 6,7 \cdot (1 + 0,05)^2 + 33,5 \cdot \left( \frac{1}{1 + 0,05} \right)^2 \cdot \left( \frac{2789}{4000} \right)^2 = 22,14 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_2 = 6,7 + 33,5 \cdot \left( \frac{2530}{4000} \right)^2 = 20,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot 100 = \frac{22,14 - 20,1}{22,14} \cdot 100 = 9,2 \text{ \%}.$$

Для ТМ-1000/10:

$$S_{\Gamma} = S_H \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_C}{\Delta P_M}} = 1000 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2-1) \cdot 2,45}{11}} = 667,42 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\begin{aligned} S_{\Gamma} &= S_H \cdot \left( 1 \pm \frac{a}{100} \right)^2 \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_{CH}}{\Delta P_M}} = \\ &= 1000 \cdot \left( 1 + \frac{5}{100} \right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2-1) \cdot 2,45}{11}} = 735,835 \text{ кВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

При этом суммарные потери изменяются следующим образом:

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

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

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

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