

электрических сетях энергосистем. Методика многократно использована в практических расчетах и в учебном процессе при выполнении студентами дипломных проектов.

Практические расчеты, проведенные для различных схем электрических сетей, показали, что методика требует уточнения, поскольку в ряде случаев при оптимизации режима сети за счет существующих средств регулирования напряжения и реактивной мощности наряду со снижением потерь мощности напряжения в узлах схемы сети достигают допустимых значений, и компенсация реактивной мощности становится невозможной. Для объединения двух алгоритмов в задаче в качестве целевой функции при изменении режимов работы существующих средств регулирования напряжения и реактивной мощности используется стоимость сэкономленной энергии. На каждом оптимизационном шаге решения задачи сравниваются два решения: изменение режима работы действующего устройства регулирования напряжения и установка дополнительных компенсирующих устройств (КУ). Причем мощность КУ подбирается таким образом, чтобы выполнялось условие

$$\Delta U_{\Sigma 1} \approx \Delta U_{\Sigma 2}, \quad (1)$$

где $\Delta U_{\Sigma 1}$ и $\Delta U_{\Sigma 2}$ - соответственно суммарное изменение напряжения в сети при изменении действующих средств регулирования и от установки дополнительных КУ.

Величина $\Delta U_{\Sigma 2}$ подбирается по мере расчета мощности КУ с использованием матриц чувствительности

$$\Delta U_{\Sigma 2} = \sum_{i=1}^n Q_{KYi} \|\Delta U_i\|, \quad (2)$$

где Q_{KYi} – мощность КУ в i -м узле; $\|\Delta U_i\|$ - матрица чувствительности.

При выполнении условия (1) сравниваются по экономическому эффекту два решения: изменение режима существующих средств регулирования и установка дополнительных КУ. По результатам сравнения принимается более оптимальное решение и расчет повторяется.

УДК 621.321

Оценка надежности электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции

Старжинский А.Л.

Белорусский национальный технический университет

К системе электроснабжения собственных нужд атомной

электрической станции (АЭС) предъявляются следующие требования: безотказность (бесперебойность); ремонтпригодность; живучесть; безопасность; устойчивоспособность; режимная управляемость. Показателями надежности системы электроснабжения собственных нужд также являются частоты погашения одной и одновременного погашений двух, трех и четырех секций нормальной эксплуатации в режиме нормальной работы блока. При этом считается возможным проведение ремонтных работ на оборудовании открытого распределительного устройства высшего напряжения. Расчет надежности системы электроснабжения собственных нужд АЭС выполним с помощью программы “REISS”. Алгоритм программы построен на основе метода дерева отказов. Результаты расчета надежности электроснабжения собственных нужд АЭС представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета надежности электроснабжения собственных нужд АЭС

Погашение секций нормальной эксплуатации	Суммарная частота события $\lambda_{сум}$, 1/год	Средняя продолжительность отключения Т, ч	Коэффициент неготовности, о.е.
Одна секция шин	0,3457	4,86	$0,1918 \cdot 10^{-3}$
Две секции шин	$0,3234 \cdot 10^{-2}$	7,155	$0,2642 \cdot 10^{-5}$
Три секции шин	$0,1882 \cdot 10^{-2}$	4,356	$0,9357 \cdot 10^{-6}$
Четыре секции шин	$0,1921 \cdot 10^{-2}$	4,278	$0,9379 \cdot 10^{-6}$

Как видно из таблицы 1, погашение секции шин 1ВА вероятно приблизительно один раз в три года. При обесточивании секции 1ВА отключаются два выключателя, связывающие ее с секцией 1BV, и запускается дизель-генератор. Погашение секции 1BV на время, большее чем время пуска и включения дизель-генератора, может произойти при совпадении событий отказа в отключении двух выключателей или при незапуске дизель-генератора при отказе его выключателя при включении на секции 1BV. Погашение двух секций шин нормальной эксплуатации 1ВА и 1ВВ может произойти один раз в 309 лет, а погашение трех секций нормальной эксплуатации – один раз в 530 лет, т.е. события на протяжении срока службы оборудования АЭС маловероятны и могут не приниматься во внимание.