

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ ДЛЯ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АЭС

В.В. Власов

Уральский государственный университет – УПИ, г. Екатеринбург



Статья посвящена проблеме аварийного электроснабжения собственных нужд АЭС. На основе опыта эксплуатации АЭС приводится обоснование актуальности проблемы. Рассмотрены способы повышения надежности: (1) за счет снижения вероятности отказа дизельгенераторов по общей причине; (2) за счет применения автономных источников разного принципа действия. На основе метода сравнительной эффективности сформулировано условие, при котором дополнительное резервирование от малой ГЭС экономически оправдано.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

В связи с ростом числа АЭС в мире требования к безопасности энергоблоков должны непрерывно ужесточаться. Одним из существенных факторов, влияющих на безопасность эксплуатации АЭС, является обеспечение аварийного электроснабжения собственных нужд (СН) от автономных источников переменного тока. Нарушения в электроснабжении СН АЭС могут вызвать повреждения агрегатов вплоть до их полного разрушения, а также выброс в окружающее пространство радиоактивных веществ. По данным [1] частота аварийного обесточивания СН АЭС составляет около $0.07\text{--}0.09 \text{ (год)}^{-1}$ при длительности отказов от одного до нескольких часов. Частота аварий с разрушением активной зоны по причине обесточивания СН АЭС составляет от $2 \cdot 10^{-5}$ до $10^{-4} \text{ (год)}^{-1}$ [2]. Для проектируемых АЭС нового поколения предполагается снизить этот показатель до величины $<10^{-5} \text{ (год)}^{-1}$, т.е. примерно на порядок. Приведенные значения основаны на обобщенных оценках показателей АЭС разного типа и, как правило, не отражают состояние конкретной АЭС. Обесточивание СН вносит наибольший вклад в вероятность плавления активной зоны АЭС с ректорами ВВЭР и РБМК. Поэтому для них предусмотрены схемы с трехкратным резервированием каналов аварийного расхолаживания.

Анализ возможных ситуаций, связанных с обесточиванием СН, сводится к определению вероятности отказа функционирования СН в момент поступления требования на срабатывание аварийных источников $t = t_0$, поскольку на интервале времени $t > t_0$ вероятность обесточивания СН будет уменьшаться за счет возможности восстановления связей с системой, а также восстановления одного из отказавших резервных источников [3].

Исследования авторов [4, 5] показали, что для малых вероятностей отказов (менее 10^{-4}) должны учитываться события, приводящие к одновременным отказам ре-

зервных источников по общей причине. В работе [4] отказы дизель-генераторов (ДГ) по общей причине учитываются с помощью коэффициентов δ_2 и δ_3 , равных отношению частот двойных и тройных отказов к частоте одиночных отказов. По данным статистики [5], значения этих коэффициентов составляют $\delta_2 = 8,2\%$, $\delta_3 = 0,72\%$, а частота одиночных отказов ДГ при запуске оценивается величиной $4 \cdot 10^{-2}$ (треб.)⁻¹. Эти данные свидетельствуют о том, что после отказа первого ДГ, вероятность отказа последующих ДГ примерно в два раза больше.

Вероятность отказа ДГ также может быть представлена как сумма двух слагаемых $q_e = q_n + q_{оп}$, соответствующих независимому отказу q_n и отказу по общей причине $q_{оп}$. Вероятность одиночного отказа определяется произведением вероятности отказа первого ДГ q_n на вероятность срабатывания второго ДГ $(1 - q_n)$. Аналогично можно записать выражения для вероятностей двойных и тройных отказов. На рис. 1 показано дерево событий при наличии трех резервных ДГ на блоке.

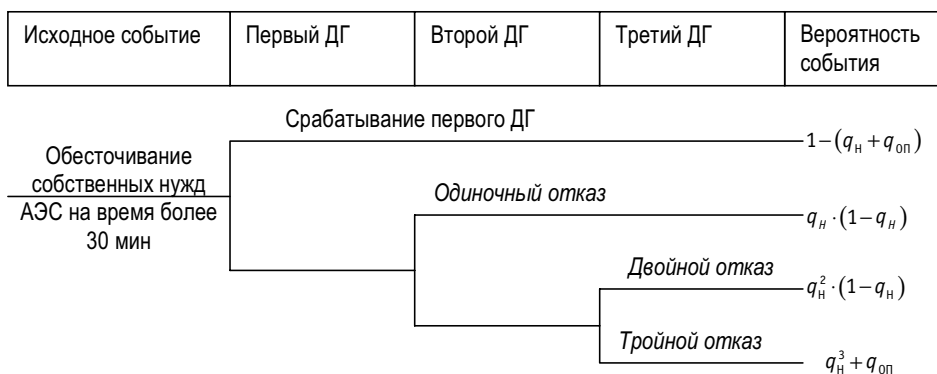


Рис. 1. Дерево событий для аварии с обесточиванием СН АЭС в системе надежного питания с тройным резервированием от ДГ

Полное обесточивание СН соответствует одновременному отказу всех трех ДГ. Вероятность такого события, с одной стороны, может быть рассчитана по формуле $q_n^3 + q_{оп}$, с другой стороны, оценивается величиной $\delta_3 \cdot q_n \cdot (1 - q_n)$. Принимая $\delta_3 = 0,72\%$, $q_n = 4 \cdot 10^{-2}$, вероятность отказа ДГ по общей причине составит $q_{оп} = 2,3 \cdot 10^{-4}$, вероятность одновременного отказа на требование трех ДГ – $2,8 \cdot 10^{-4}$.

Надежность схем аварийного расхолаживания зависит также от вероятности отказа исполнительных механизмов [1]. С учетом этого, вероятность плавления активной зоны реактора при потере электроснабжения СН можно оценить по формуле

$$Q_{зДГ} = 1 - (1 - q_{оп}) \cdot \left(1 - [1 - (1 - q_n) \cdot (1 - q_{им})]^3 \right), \quad (1)$$

где $q_{им}$ – вероятность отказа на требование исполнительных механизмов канала аварийного расхолаживания.

Принимая частоту исходного события с потерей питания СН равной $0,08$ (год)⁻¹ и $q_{им} = 1,8 \cdot 10^{-2}$, частота аварий с плавлением активной зоны по причине обесточивания СН составит $3,2 \cdot 10^{-5}$ (год)⁻¹.

Для повышения надежности можно предложить следующие варианты:

- 1) снижение вероятности отказа автономных ДГ по общей причине $q_{оп}$ за счет совершенствования способов наладки, технического обслуживания и ремонта;
- 2) применение автономных источников разного принципа действия, в частности, введение прямой связи по собственным нуждам с агрегатами малой ГЭС (МГЭС), сооружаемой в нижнем бьефе охлаждающего водохранилища.

Если в схеме аварийного питания предусмотрено дополнительное резервирова-

ние от МГЭС, то вероятность плавления активной зоны можно оценить по формуле

$$Q_{зДГ+1ГА} = Q_{зДГ} \cdot [1 - (1 - q_{ГА}) \cdot (1 - q_{ИМ})], \quad (2)$$

где $q_{ГА}$ – вероятность отказа гидроагрегата (ГА) МГЭС на требование.

Если принять $q_{ГА} = 10^{-2}$, то дополнительное резервирование от ГА приведет к снижению частоты аварий с плавлением активной зоны с $3.2 \cdot 10^{-5}$ (год) $^{-1}$ до $0.9 \cdot 10^{-6}$ (год) $^{-1}$.

Решение проблем обеспечения надежности должно строиться на экономически обоснованном подходе к защите от аварий. Для сопоставления вариантов резервирования можно применить метод сравнительной эффективности, в соответствии с которым экономически оправданным является вариант с наименьшими затратами.

Резервирование электроснабжения ответственных потребителей является одной из областей применения МГЭС [6]. В нормальных условиях эксплуатации такие МГЭС работают в соответствии с требованиями потребителей воды, и лишь в аварийных ситуациях допускается их использование для энергоснабжения ответственных потребителей. Учитывая редкое использование аварийного резерва, эффект по выработке электроэнергии оценивается по замыкающим затратам на топливо.

Повышение надежности за счет снижения вероятности отказа ДГ по общей причине сопровождается ростом затрат, который характеризуется коэффициентом [7]:

$$k_{И} = \frac{И}{И_0} = \left(\frac{Q_0}{Q} \right)^\alpha, \quad (3)$$

где $И_0$, $И$ – годовые издержки до и после повышения надежности, Q_0 , Q – вероятности отказа системы аварийного питания до и после повышения надежности, α – коэффициент, отражающий сложность повышения надежности (в идеальном случае, когда повышение надежности не требует дополнительных вложений, $\alpha = 0$).

Использование МГЭС в системе аварийного питания экономически обосновано, если

$$K_{МГЭС} \cdot E_H + И_{МГЭС} < W_{МГЭС} \cdot Z_T + И_0 \cdot [(Q/Q_0)^{-\alpha} - 1], \quad (4)$$

где $K_{МГЭС}$ – капитальные затраты МГЭС; E_H – нормативный коэффициент капиталовложений, принимаемый равным $0,08 \div 0,12$; $И_{МГЭС}$ – годовые эксплуатационные издержки МГЭС; $W_{МГЭС}$ – среднегодовое значение выработки электроэнергии МГЭС; Z_T – замыкающие затраты по топливу.

При заданной мощности аварийного резерва выполнение условия (4) зависит от соотношения параметров $W_{МГЭС}$ и α . Неравенство (4) можно записать в виде

$$W_{МГЭС} > W_{гр} = \frac{N_{МГЭС} \cdot k_{МГЭС} \cdot (E_H + p) - И_0 \cdot [(Q/Q_0)^{-\alpha} - 1]}{Z_T}, \quad (5)$$

где $W_{гр}$ – граничное значение среднегодового значения выработки МГЭС, выше которого сооружение резервной МГЭС экономически целесообразно; $N_{МГЭС}$ – установленная мощность МГЭС, кВт; $k_{МГЭС}$ – удельные капитальные затраты на сооружение МГЭС, руб/кВт; p – доля ежегодных издержек на МГЭС от капитальных затрат ($p \approx 4\%$ [6] для МГЭС, сооружаемых при действующих водохранилищах неэнергетического назначения).

С использованием зависимости (5) выполнен расчет условий, при которых повышение надежности аварийного питания СН АЭС целесообразно за счет сооружения МГЭС. На рис. 2 показана зависимость $W_{гр}$ от коэффициента α при мощности аварийного резерва 5500 МВт применительно к схеме аварийного питания собственных нужд АЭС с реактором ВВЭР-1000.

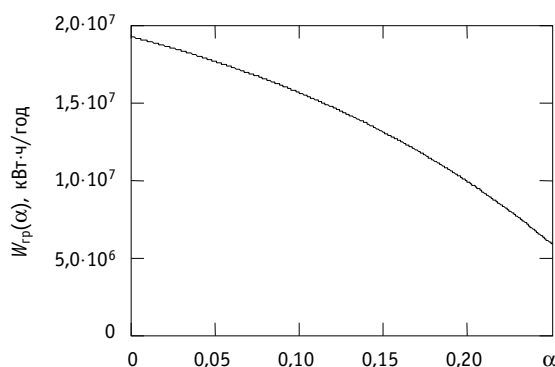


Рис. 2. Зависимость $W_{гр}$ от коэффициента применительно к АЭС с реакторами ВВЭР-1000

В предельном случае $\alpha = 0$, резервирование от МГЭС экономически оправдано, если коэффициент использования установленной мощности составляет не менее 0,4.

ВЫВОДЫ

1. Применение автономных ДГ в схемах аварийного питания СН АЭС наряду с преимуществами имеет ряд существенных недостатков, среди которых можно выделить низкую экономическую эффективность и недостаточный уровень надежности схем аварийного питания СН АЭС с водо-водяными реакторами. Результаты анализа статистических данных по отказам ДГ дают основание утверждать, что низкая надежность существующих схем аварийного питания заключается в высокой вероятности отказа автономных ДГ по общей причине.

2. Повышение надежности схем аварийного питания СН АЭС возможно за счет снижения вероятности отказов по общей причине, а также применения резервных источников разного принципа действия. Возможным решением может служить дополнительное резервирование от малой ГЭС, сооружаемой на охлаждающем водохранилище.

3. Применение метода наименьших затрат для сопоставления указанных способов повышения надежности позволило сформулировать условие, при котором резервирование от малой ГЭС экономически оправдано. При заданной мощности аварийного резерва выбор способа повышения надежности зависит от соотношения параметров $W_{МГЭС}$ и α , характеризующих среднегогодовую выработку энергии МГЭС и затраты на снижение вероятности отказов ДГ по общей причине.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Малые ГЭС – гидроэлектростанции общей установленной мощностью до 30 МВт при установленной мощности единичного агрегата до 10 МВт;

Бьеф – участок реки (канала), расположенный выше или ниже водоподпорного сооружения;

Замыкающие затраты по топливу – затраты на наиболее дорогое топливо в топливно-энергетическом балансе данного района.

Литература

1. Аминов Р.З., Борисенков А.Э. Оценка частоты внешнего обесточивания энергоблоков АЭС с ВВЭР//Атомная энергия. – 1997. – Т. 83. – Вып. 2. – С. 124-128.
2. Кейв Л. Аварии на АЭС, связанные с прекращением подачи электроэнергии на собственные нужды//Атомная техника за рубежом. – 1991. – № 2. – С. 31.
3. Аминов Р.З., Игнатов В.И. Методологические вопросы оценки безопасности АЭС при ее обесточивании и нарушении связей с системой//Атомная энергия. – 2002. – Т. 92. – Вып. 1. – С. 82-84.

4. Бахметьев А.М., Самойлов О.Б., Усынин Г.Б. Методы оценки и обеспечения безопасности ЯЭУ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 136 с.
5. Mankamo T., Pulkkinen U. Dependent Failures of Diesel Generators// Nucl. Saf. – 1982. – V. 23. – № 1. – P. 32-40.
6. Малая гидроэнергетика/Под ред. Л.П. Михайлова. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Пошехонов Б.В. Экономика надежности энергетических машин. – Л.: Машиностроение, 1974. – 137 с.

Поступила в редакцию 30.06.2006