

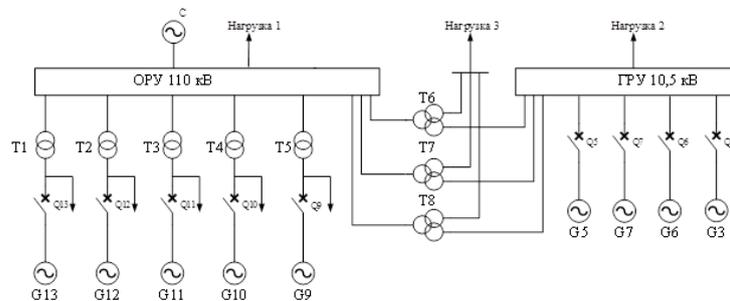
**ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

**С.С. Ворошилов, Н.М. Космынина**

Научный руководитель - доцент Н. М. Космынина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В Кемеровской области существенную роль для поддержания баланса энергосистемы осуществляет Кемеровская ГРЭС. На рис. ниже представлена структурная схема электростанции.



**Рис. 1 Структурная схема электростанции**

На электростанции сооружены два распределительных устройства. Распределительные устройства имеют следующие классы напряжения: ОРУ-110 кВ и ГРУ-10,5 кВ [3]. В таблице 1 представлены число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой.

**Таблица 1**

**Число и мощность источников электроэнергии (МВт) со станционной маркировкой**

Количество	Мощность, МВт	Маркировка (обозначение на схеме)
2	110	ТВФ-110-2ЕУ3 (G13, G12)
1	100	ТВФ-120-2У3 (G11)
1	63	ТВФ-63-2У3 (G10)
1	60	ТВФ-60-2У3 (G9)
2	12	Т-12-2У3 (G5, G7)
1	36	ТФП-36-2У3 (G6)
1	32	Т-32-2В3 (G3)

Подключение генераторов к ОРУ осуществляется по схеме блока генератор-двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем (G13-T1, G12-T2, G11-T3, G10-T4, G9-T5) [2]. В таблице 2 представлено описание связей между распределительными устройствами разного напряжения.

**Таблица 2**

**Связи между распределительными устройствами разного напряжения**

Связь между РУ	Количество связей	Вид связи
ОРУ 110 кВ и ГРУ 10,5 кВ	3	Трансформаторная (Т6, Т7, Т8)

В таблице 3 приведены каталожные данные силовых трансформаторов со станционной маркировкой [3].

**Таблица 3**

**Каталожные данные трансформаторов**

Обозначение на схеме	Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВ·А	U <sub>НОМ</sub> , кВ		
			ВН	СН	НН
T1, T2, T3	ТДЦ-125000/110	125	121	-	10,5
T4, T5	ТДц-80000/110	80	121	-	10,5
T6, T7, T8	ТДТН-63000/110	63	115	38,5	10,5

Для расчета надежности схем электрических соединений РУ удобно использовать таблично-логический метод. Исходными данными служат: частота отказов; среднее время восстановления; частота и длительность плановых ремонтов элементов электроустановки [1]. Отказы в электроустановке нарушают ее нормальное функционирование и тем самым причиняют ущерб народному хозяйству. Ущерб складывается из трех составляющих: ущерба в энергосистеме  $U_c$ , ущерба у потребителей система из-за снижения частоты  $U_f$ , ущерба у потребителей из-за внезапных нарушений (ограничений) электроснабжения  $U_{потр}$ :

$$U = U_c + U_f + U_{потр}$$

## СЕКЦИЯ 12. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Системный ущерб определяют по формуле:  $У_c = y_{0,c} \cdot \Delta W_{г,е}$ ,

где  $y_{0,c}$  – удельное значение системного ущерба (можно принять 0,15 руб/(кВт\*ч));  $\Delta W_{г,е}$  – суммарный недоотпуск электроэнергии в систему.

Значение ущерба  $У_f$  определяют по следующей формуле:  $У_f = P_{max} \sum_1^m y_{0,f} f_{ij}^{\omega} T_{ij} \frac{\Delta t}{T_{max}}$ ,

где  $T_{max}$  – число часов использования максимальной нагрузки в системе, ч/год;  $m$  – число аварийных ситуаций в проектируемой установке, при которых  $\Delta P_i > P_{рез}$ , а  $f > f_{АЧР}$ ;  $\Delta t$  – длительность суточного максимума нагрузки в системе (1-2 ч);  $\omega_{ij}$  – средняя частота за год  $ij$ -й аварий, 1/год;  $T_{ij}$  – средняя длительность  $ij$ -й аварий, 1/год.

Ущерб у потребителей из-за внезапных нарушений электроснабжения определяют по формуле:

$$У_{ПОТР} = y_{0,ПОТР} \cdot \Delta W_{ПОТР},$$

где  $y_{0,ПОТР}$  – удельный ущерб от перерывов в электроснабжении потребителей, отключаемых АЧР;  $\Delta W_{ПОТР}$  – недоотпуск электроэнергии потребителям.

По имеющимся формулам рассчитаем показатели надежности структурной схемы Кемеровской ГРЭС, представленной на рис. выше. Исходные данные: энергоблоки:  $P_{НОМ, Г13, Г12}=110$  МВт,  $P_{НОМ, Г11}=100$  МВт,  $P_{НОМ, Г10}=63$  МВт,  $P_{НОМ, Г9}=60$  МВт,  $P_{НОМ, Г5, Г7}=12$  МВт,  $P_{НОМ, Г6}=36$  МВт,  $P_{НОМ, Г3}=32$  МВт;  $T_{УСТ}=7000$  ч/год; мощность собственных нужд 10%  $P_{НОМ, Г}$ . Местный промышленный район на напряжении 10,5 кВ;  $\cos \varphi=0,8$ ;  $P_{нагр 1}=195$  МВт;  $P_{нагр 2}=44$  МВт;  $P_{нагр 3}=30$  МВт. Определяем вероятность ремонтных режимов элементов:

энергоблока  $qr, Б = \frac{\omega \cdot T_{в} + \mu \cdot T_{р}}{8760} = \frac{11 \cdot 120 + 1 \cdot 600}{8760} = 0,219$ , где  $\omega=11$  1/год,  $T_{в}=120$  ч/1,  $\mu=1$  1/год,  $T_{р}=600$  ч/1;

трансформатора связи:

$$qr, ТС = \frac{\omega \cdot T_{в} + \mu \cdot T_{р}}{8760} = \frac{0,04 \cdot 200 + 1 \cdot 70}{8760} = 0,0089, \text{ где } \omega=0,04 \text{ 1/год, } T_{в}=200 \text{ ч/1, } \mu=1 \text{ 1/год, } T_{р}=70 \text{ ч/1.}$$

Вычисляем среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блоков:

для блока, присоединенного к РУ 110 кВ:

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г13} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 110 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,55 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г11} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 100 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г10} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 63 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,315 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г9} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 60 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,04 \cdot (1 - 0,219) \cdot 200 = 0,3 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

для блока, присоединенного к РУ 10,5 кВ:

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г5} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 12 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 22,47 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г6} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 36 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 67,4 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{г} = P_{НОМ, Г3} \cdot \frac{T_{УСТ}}{8760} \cdot \omega \cdot (\mu - qr, Б) \cdot T_{в} = 32 \cdot 10^3 \cdot \frac{7000}{8760} \cdot 0,02 \cdot (1 - 0,219) \cdot 150 = 59,91 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Далее оценим возможные последствия отказов трансформаторов связи.

Аварийная нагрузочная способность ТС равна:  $1,4 \cdot S_{НОМ}=1,4 \cdot 63=88,2$  МВ·А.

Отказ одного ТС в период ремонта второго ТС можно не учитывать, так как средняя длительность таких аварийных ситуаций чрезвычайно мала.

Определим суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему:  $\Delta W_{г} = 2 \cdot 0,55 \cdot 10^6 + 0,5 \cdot 10^6 + 0,315 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 10^6 + 2 \cdot 22,47 \cdot 10^3 + 67,4 \cdot 10^3 + 59,91 \cdot 10^3 = 2,387 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$ .

Недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы отсутствует, поскольку аварийное снижение генерирующей мощности не превышает  $P_{рез}=212,5$  МВт. Энергоснабжение потребителей очень надежно, поэтому недоотпуск электроэнергии нагрузке можно пренебречь.

Определим среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему. Поскольку  $\Delta W_{ПОТР}=0$ , то имеет место только системный ущерб  $У_c$ . Принимаем удельный ущерб 0,15 руб/(кВт\*ч):

$$У_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 2,387 \cdot 10^6 = 358 \text{ тыс. руб/год.}$$

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что динная схема обеспечивает высокую надежность. Помимо этого, недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы отсутствует, что существенно снижает затраты.

### Литература

1. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
3. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича – М.; Издательство НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.