

РАЗДЕЛ 3. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

1. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Напряжение – важнейший показатель режима работы электроэнергетической системы, непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС. Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т.д. Допустимые отклонения напряжения на шинах потребителя, согласно ГОСТ 13109–97, в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ и в послеаварийных (максимальные отклонения) $\pm 10\%$ от номинального напряжения потребителей [3].

Оптимальный режим работы энергосистемы – режим удовлетворяющий условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени загрузки потребителей. Основные задачи решаемые при оптимизации режима следующие:

- распределение активных мощностей между генераторами электрических станций и между электрическими станциями энергосистемы, соответствующее минимуму суммарного расхода топлива, с учетом потерь активной мощности в сетях;
- оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, в результате оптимального выбора мощности и мест размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформаторов связи с учетом технических ограничений;
- выбор оптимального состава работающего оборудования.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя. Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ), вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы, компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме)

реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и особенно реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 4.1. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле *A* для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 4.2, графики нагрузок приведены на рис. 4.3. Номинальное напряжение сети 6 кВ. Потери в сети пренебречь.

Согласно ГОСТ допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ от номинального напряжения. Таким образом, для потребителей в узлах 2 и 3 все значения напряжения в диапазоне от 5,7 до 6,3 кВ являются допустимыми. Теперь следует найти возможные уровни напряжений в узле *A*, которые соответствуют диапазону допустимых напряжений в узлах 2 и 3.

Найдем требуемые уровни напряжения в узле *A* ($U_{2\min}^A, U_{2\max}^A$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{2\min}$ и максимальное $U_{2\max}$ напряжения в узле 2 для первого интервала постоянства нагрузок:

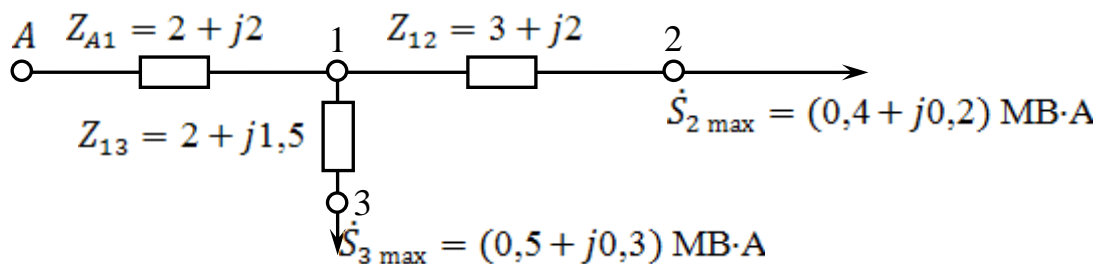


Рис. 4.2. Схема замещения сети

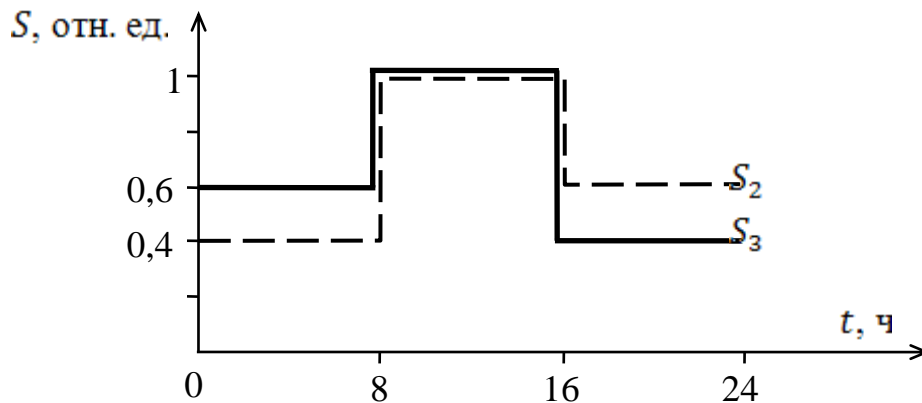


Рис. 4.3. Графики нагрузок потребителей

$$U_{2 \min}^A = U_{2 \min} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1};$$

$$U_{2 \max}^A = U_{2 \max} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1}.$$

При расчете напряжений в сети 6 кВ учитывается только продольная составляющая падения напряжений. На временном интервале от 0 до 8 часов

$$\dot{S}_2 = 0,4 \cdot \dot{S}_{2 \max} = (0,16 + j0,08) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_3 = 0,6 \cdot \dot{S}_{3 \max} = (0,3 + j0,18) \text{ МВ} \cdot \text{А}, \text{ тогда при расчете } U_{2 \max}^A \text{ имеем:}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}Y_{12}}{U_2} = \frac{0,16 \cdot 3 + 0,08 \cdot 2}{6,3} = 0,1 \text{ кВ};$$

$$\dot{S}_{1A} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 0,16 + j0,08 + 0,3 + j0,18 = (0,46 + j0,26) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} = 6,3 + 0,1 = 6,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}Y_{A1}}{U_1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{6,4} = 0,23 \text{ кВ};$$

$$U_{2 \max}^A = 6,3 + 0,1 + 0,23 = 6,63 \text{ кВ}.$$

При минимальном напряжении в узле 2 напряжение узла *A* находится как

$$\Delta U_{12} = \frac{0,16 \cdot 3 + 0,08 \cdot 2}{5,7} = 0,11 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,11 = 5,81 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,8} = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_{2 \min}^A = 5,7 + 0,11 + 0,25 = 6,06 \text{ кВ}.$$

Таким образом, все напряжения узла *A* в интервале от 6,63 до 6,06 кВ устраивают потребителя, находящегося в узле 2.

Аналогично находятся напряжения узла *A*, которые устраивают потребителя в узле 3 для временного интервала от 0 до 8 часов.

$$U_{3 \max}^A = U_{3 \max} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{P_{31}R_{31} + Q_{31}Y_{31}}{U_3} = \frac{0,3 \cdot 2 + 0,18 \cdot 1,5}{6,3} = 0,14 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 6,3 + 0,14 = 6,44 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{6,44} = 0,22 \text{ кВ};$$

$$U_{3 \max}^A = 6,3 + 0,14 + 0,22 = 6,66 \text{ кВ}; U_{3 \min}^A = U_{3 \min} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0,3 \cdot 2 + 0,18 \cdot 1,5}{5,7} = 0,15 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,15 = 5,85 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 + 0,26 \cdot 2}{5,85} = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_{3 \min}^A = 5,7 + 0,15 + 0,25 = 6,1 \text{ кВ}.$$

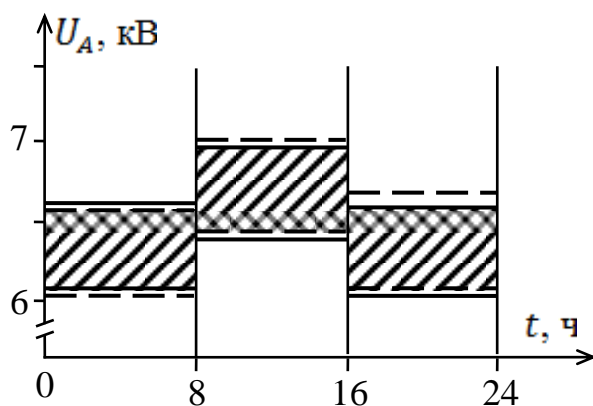


Рис. 4.4.Графика нагрузок потребителей

Диапазон приемлемых для потребителя узла 3 напряжений узла A от 6,66 до 6,1 кВ. Далее возникает задача поиска диапазона напряжений узла A , одновременно приемлемых для узлов 2 и 3. Этот диапазон соответствует пересечению областей допустимых напряжений U_{A2} и U_{A3} .

На рис. 4.4 сплошной линией показан диапазон допустимых значений U_A для узла 3 и пунктиром для узла 2, заштрихованная зона соответствует уровням напряжений, соблюдение которых в узле A обеспечивает допустимые ГОСТ напряжения одновременно в узлах 2 и 3.

Следующим этапом являются расчеты напряжений для других временных интервалов. Если для всех интервалов постоянства нагрузок существуют уровни напряжений узла A , приемлемые одновременно для узлов 2 и 3, тогда централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном интервале зоны допустимых значений напряжений в узле A , удовлетворяющие потребителей в узлах 2 и 3, не пересекаются, то централизованное регулирование напряжения принципиально невозможно.

Интервал от 8 до 16 часов:

$$\Delta U_{12} = (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2) / 6,3 = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_1 = 6,3 + 0,25 = 6,55 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2) / 6,55 = 0,43 \text{ кВ}; \quad U_{2 \max}^A = 6,98 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = (0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2) / 5,7 = 0,28 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,28 = 5,98 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2) / 5,98 = 0,47 \text{ кВ}; \quad U_{2 \min}^A = 6,45 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{31} = (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5) / 6,3 = 0,23 \text{ кВ}; \quad U_1 = 6,3 + 0,23 = 6,53 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2) / 6,53 = 0,43 \text{ кВ}; \quad U_{3 \max}^A = 6,96 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{31} = (0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 1,5) / 5,7 = 0,25 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,25 = 5,95 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = (0,9 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2) / 5,95 = 0,47 \text{ кВ}; \quad U_{3 \min}^A = 6,42 \text{ кВ}.$$

Интервал от 16 до 24 часов:

$$\dot{S}_2 = 0,6 \cdot (0,4 + j0,2) = (0,24 + j0,12) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_3 &= 0,4 \cdot (0,5 + j0,3) = (0,2 + j0,12) \text{ МВ}\cdot\text{А}; \\ \Delta U_{12} &= (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/6,3 = 0,15 \text{ кВ}; \quad U_1 = 6,3 + 0,15 = 6,45 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,45 = 0,21 \text{ кВ}; \quad U_2^A = 6,66 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{12} &= (0,24 \cdot 3 + 0,12 \cdot 2)/5,7 = 0,17 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,17 = 5,87 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/5,87 = 0,23 \text{ кВ}; \quad U_2^A = 6,1 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{13} &= (0,2 \cdot 2 + 0,12 \cdot 1,5)/6,3 = 0,09 \text{ кВ}; \quad U_1 = 6,3 + 0,09 = 6,39 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/6,39 = 0,21 \text{ кВ}; \quad U_3^A = 6,6 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{13} &= (0,2 \cdot 2 + 0,12 \cdot 1,5)/5,7 = 0,1 \text{ кВ}; \quad U_1 = 5,7 + 0,1 = 5,8 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{A1} &= (0,44 \cdot 2 + 0,24 \cdot 2)/5,8 = 0,23 \text{ кВ}; \quad U_3^A = 6,03 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Таким образом, как видно из диаграммы напряжений, показанной на рис. 4.4, существует диапазон напряжений в узле А, одновременно обеспечивающий допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3.

ЗАДАЧА 4.2. Выбрать рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДН–40000/220. Нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_H = (50 + j20) \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Исходная схема сети и схема замещения показаны на рис. 4.5 и 4.6 соответственно. Напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 15 \%$.

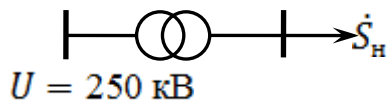


Рис. 4.5. Схема электрической сети.

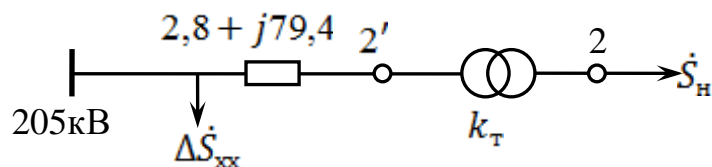


Рис. 4.6. Схема замещения сети.

Согласно каталожным данным номинальные напряжения трансформатора $U_{BH} = 230 \text{ кВ}$, $U_{HH} = 6,6 \text{ кВ}$, тогда коэффициент трансформации идеального трансформатора на рис.4.6

$$k_T = (230 \pm 8 \times 1,5\%) / 6,6.$$

Для выбора рациональной отпайки следует учесть падение напряжения в сопротивлении трансформатора и потери мощности, т. е. расчет сводится к итерационному процессу, так как задано напряжение в питающем узле 1 и нагрузка потребителя в узле 2. Для упрощения расчета пренебрежем потерями мощности в трансформаторе, тогда:

$$\begin{aligned} U_{2'} &= U_1 - \Delta U_{12}; \quad \Delta U_{12} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12}; \\ \Delta U_{12} &= \frac{PR + QX}{U} = \frac{50 \cdot 2,8 + 79,4 \cdot 20}{205} = 8 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\delta U_{12} = \frac{PX - QR}{U} = \frac{50 \cdot 79,4 - 20 \cdot 2,8}{205} = 19 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = 205 - 8 - j19 = 197 - j19 = 197,9.$$

Для обеспечения номинального напряжения $U_{\text{н.пот}}$ у потребителя можно найти требуемый коэффициент трансформации

$$k_{\text{треб}} = U_{2'}/U_{\text{н.пот}} = 197,9/6 = 32,98.$$

Теперь для выбора рациональной отпайки найдем цену одной, которая равна 1,5 % от $U_{\text{вн}}$, т.е. 3,45 кВ;

$$k_{\text{треб}} = (230 \pm X \cdot 3,45)/6,6 = 32,98, \quad \text{отсюда}$$

$X = (32,98 \cdot 6,6 - 230)/3,45 = -3,6$. Следовательно, можно выбрать четвертую ($X = -4$) или третью ($X = -3$) отпайки. При $X = -4$ напряжение у потребителя $U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6/(230 - 4 \cdot 3,45) = 6,04$ кВ, при $X = -3$: $U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6/(230 - 3 \cdot 3,45) = 5,95$ кВ.

Учитывая, что выбор отпаяк производится в режиме максимальных нагрузок, следует выбрать $X = -3$, обеспечивающую слегка заниженное напряжение, так как при снижении нагрузки величина напряжения на шинах нагрузки увеличится. Выбор заниженного напряжения позволяет уменьшить число переключений РПН в сутки. При выборе отпаяк в минимальном режиме следует стремиться к завышенному напряжению.

ЗАДАЧА 4.3. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рис. 4.7, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

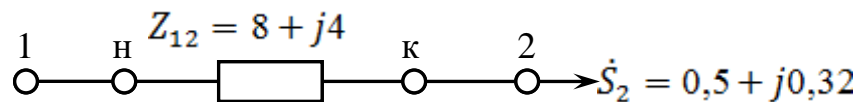


Рис. 4.7. Схема сети

Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, путем определения напряжения на шинах потребителя и сопоставления его с ГОСТ. В сети 6 кВ допустимые отклонения напряжений на шинах потребителя в нормальных режимах составляют от 6,3 до 5,7 кВ ($U_{\text{ном}} \pm 5\%$ от $U_{\text{ном}}$).

Падение напряжения в сети 6 кВ обусловлено, в основном, продольной составляющей падения напряжения, тогда

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 6 - \frac{0,5 \cdot 8 + 0,32 \cdot 4}{6} = 6 - 0,88 = 5,12 \text{ кВ}.$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует условию качества электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность с целью повышения напряжения в узле 2. Таким устройством может быть батарея статических конденсаторов. Реактивная мощность, генерируемая батареей статических конденсаторов, определяется по выражению $Q_{ку} = \Delta U \cdot U_1 / X$, где ΔU – разность между расчетным напряжением в узле 2 и минимально допустимым, исходя из условия качества электроэнергии, напряжением:

$$\Delta U = U_2 - \Delta U_{\min \text{ доп}} = 5,12 - 5,7 = -0,58 \text{ кВ};$$

$$Q_{ку} = -0,58 \cdot 6/4 = -0,87 \text{ МВар.}$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства по условию качества электроэнергии у потребителя равна $-0,87$ МВар, минус означает, что мощность должна генерироваться. Учитывая, что шкала номинальных мощностей компенсирующих устройств дискретна, следует выбрать ближайшую большую стандартную мощность.

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 4.4. Определить возможность централизованного регулирования напряжения в узле А для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 4.8, графики нагрузок приведены на рис. 4.9. Номинальное напряжение сети 110 кВ. Потерями в сети пренебречь. $Z_{A1} = 8,67 + j6,4$; $Z_{12} = 12,38 + j8,21$; $Z_{13} = 8,47 + j6,15$

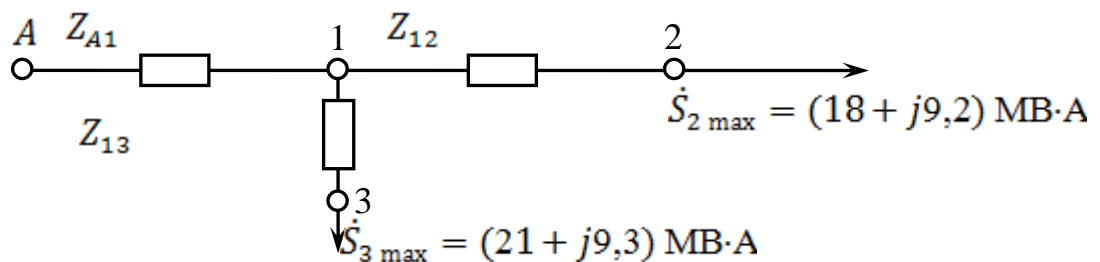


Рис. 4.8. Схема замещения сети

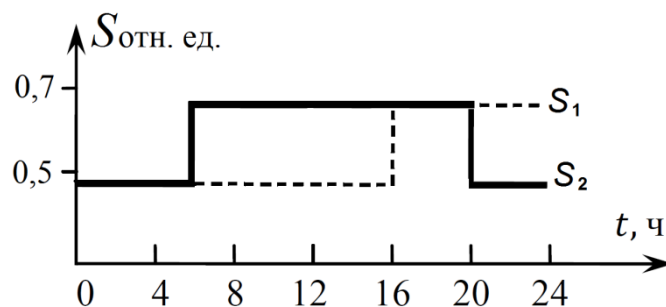


Рис. 4.9. Схема замещения сети

ЗАДАЧА 4.5. Выбрать рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДЦН–100000/220. Нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_H = (150 + j80) \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Исходная схема сети представлена на рис. 4.10. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 15 \%$. Каталожные данные трансформатора: $R_T = 3 \text{ Ом}$; $X_T = 40 \text{ Ом}$; $U_{ВН} = 230 \text{ кВ}$; $U_{СН} = 230 \text{ кВ}$; $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$.

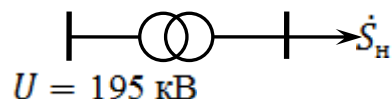


Рис. 4.10. Схема сети

ЗАДАЧА 4.6. Определить мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рис. 4.11, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет выполнить без учета потерь мощности.

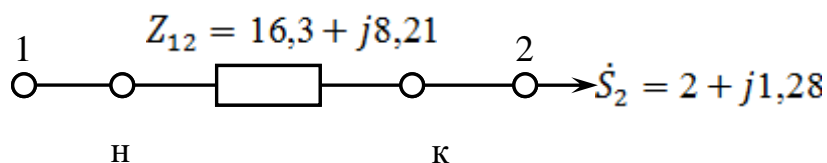


Рис. 4.11. Схема сети

Контрольные вопросы

1. Что такое оптимальный режим работы энергосистемы.
2. Какими средствами осуществляется регулирование напряжения.
3. Как напряжение влияет на работу в электрической сети и надежность электроснабжения потребителя.
4. Принципы и средства регулирования напряжения.
5. Закон встречного регулирования напряжения.
6. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов.
7. Регулирование напряжения с помощью конденсаторной батареи.

2. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой f и напряжением U . Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжения узлов неизменны. В любой момент установившегося режима существуют балансы по производимой и потребляемой активной P и реактивной Q мощностям. Суммарные активная P_{Σ} и реактивная Q_{Σ} мощности генераторов энергосистемы расходуются на покрытие нагрузок $P_{н}, Q_{н}$, потерь мощности в элементах электрических сетей $\Delta P, \Delta Q$ и собственных нужд электростанций и подстанций $P_{сн}, Q_{сн}$. Кроме того, в балансе по реактивным мощностям участвуют компенсирующие устройства, вырабатывающие или потребляющие реактивную мощность $\pm Q_{ку}$ и воздушные линии электропередачи, генерирующие реактивную мощность $Q_{ген. ЛЭП}$.

Балансы записываются в виде:

$$P_{\Sigma} = P_{н} + P_{сн} + \Delta P, \quad Q_{\Sigma} = Q_{н} + Q_{сн} + \Delta Q - Q_{ген. ЛЭП}.$$

Балансам мощностей соответствуют некоторые параметры качества: частота f_1 и напряжение в узлах сети \vec{U}_1 . Нарушение баланса по активной или реактивной мощностям приводит к нарушению установившегося режима, начинается переходный процесс, который заканчивается новым установившимся режимом с новыми значениями параметров качества f_2 и \vec{U}_2 . При этом нужно помнить, что частота едина для всей системы, а напряжения в узлах сети различны [4].

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты. Причиной нарушения баланса мощности могут быть: аварийное отключение генератора, неожиданный (неплановый, непредусмотренный расчетами) рост потребления мощности, аварийное отключение линии или трансформатора связи. Допустимые отклонения частоты, согласно ГОСТ 13109–97, в нормальных режимах $\pm 0,2$ Гц, в послеаварийных режимах от +0,5 до –1,0 Гц. К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса, брак продукции и т.д.

Поведение основных элементов энергосистемы при изменениях частоты определяется их статическими характеристиками. На рис. 5.1 и 5.2 показаны соответственно статические характеристики по частоте обобщенного узла нагрузки энергосистемы и турбогенератора.

Здесь под обобщенным узлом нагрузки понимается узел, нагрузка которого состоит из различных потребителей: станки, вентиляторы, осветительная нагрузка, потери в сети и другие.

Анализ реальной статической характеристики нагрузки (рис. 5.1, кривая 1) показывает, что нагрузка обладает положительным регулирующим эффектом по активной мощности, препятствующим изменению частоты. При снижении частоты в энергосистеме уменьшается потребление активной мощности, что приводит к снижению дефицита активной генерирующей мощности и препятствует снижению частоты. При росте частоты в энергосистеме увеличивается потребление активной мощности, т.е. уменьшается избыток генерирующей мощности и соответственно рост частоты.

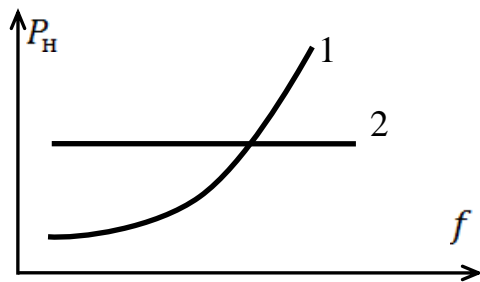


Рис. 5.1. Статические характеристики нагрузки:
1 – реальная; 2 – без учета регулирующего эффекта нагрузки

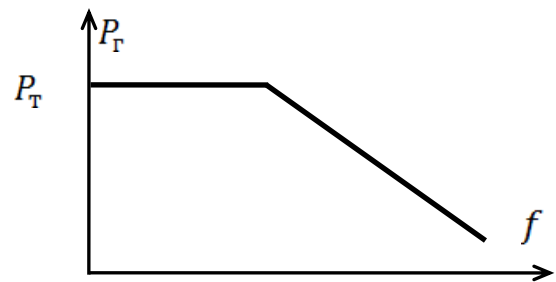


Рис. 5.2. Статическая характеристика турбогенератора

Кривая 2 на рис. 5.1 соответствует нагрузке, мощность которой неизменна и не зависит от частоты (без учета регулирующего эффекта).

Статическая характеристика турбогенератора имеет отрицательный угол наклона, это объясняется тем, что при снижении частоты регулятор скорости турбины действует на открытие задвижки паропровода и тем увеличивает мощность на валу турбины и соответственно мощность генератора. Полное открытие паропровода соответствует номинальной мощности турбины P_m . Статическая характеристика турбогенератора характеризуется статизмом

$$S_z = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n},$$

где S_z – коэффициент статизма.

Сущность регулирования частоты в энергосистеме рассмотрим на примере работы генератора на нагрузку. На рис. 5.3 показана схема энергосистемы (а) и статические характеристики (б) генератора и нагрузки. Первоначальный баланс мощности устанавливается при номинальной частоте f_n , затем при росте нагрузки $P_n + \Delta P_n$ частота снижается, причем, если бы отсутствовало регулирование, в системе установилась бы частота f_1 , за счет статизма эта частота поднялась до f_2 , т. е. выполнено регулирование частоты, которое называется первичным. Однако после первичного регулирования по-прежнему $f_2 < f_n$, поэтому в системе вводится резервная мощность, как правило, на частотоподающих станциях, что соответствует

движению вверх характеристики генератора $P_g + \Delta P_g$ до возвращения системы вновь к номинальной частоте f_n . Такое регулирование частоты f_2 до f_n называется вторичным регулированием.

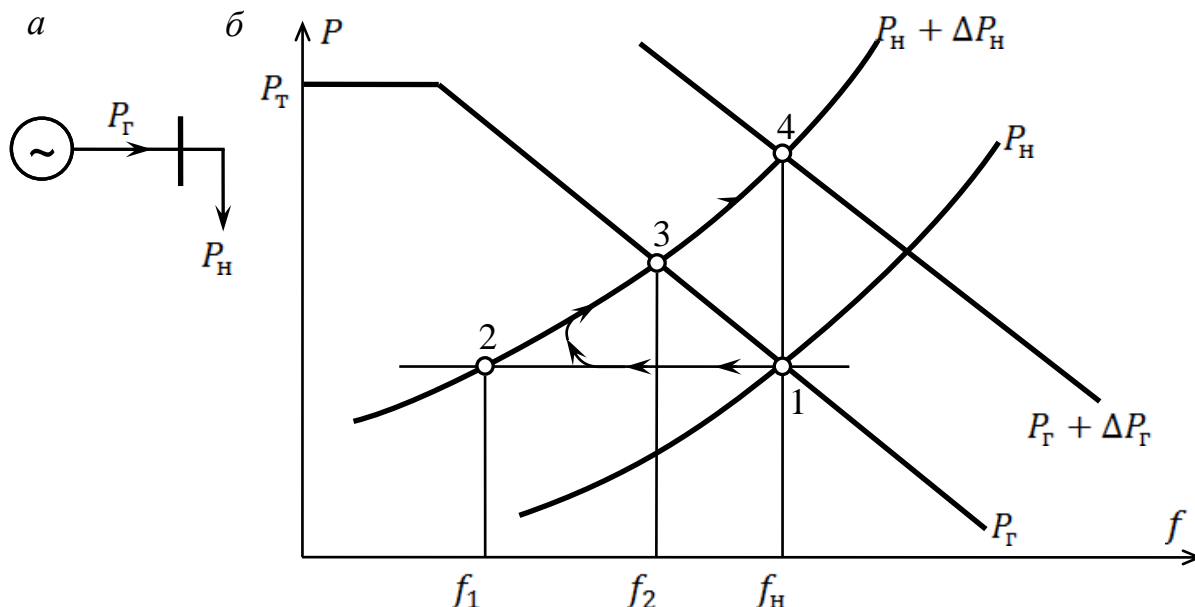


Рис. 5.3. Регулирование частоты:
 а – схема сети; б – характеристика генератора (P_g) и нагрузки (P_H)

Следует иметь в виду, что достижение вновь номинальной частоты при сохранении всей нагрузки возможно лишь при наличии в системе резерва активной мощности. В случае отсутствия горячего резерва используется автоматическая частотная разгрузка, связанная с отключением потребителей.

Кроме первичного и вторичного регулирования частоты, в системе используется третичное регулирование при котором достигается экономическое распределение мощностей между станциями (или блоками на одной станции).

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 5.1. Определить частоту в системе мощностью 4 ГВт после отключения блока мощностью 500 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины $k_s = -0,1$.

При решении задачи предполагается, что регулирующий эффект нагрузки не учитывается, т. е. характеристика нагрузки не зависит от частоты (рис. 5.4, характеристика P_H).

Начальный режим (точка 1) соответствует балансу мощности, $P_H = P_g = 4000$ МВт, характеристика регулятора скорости турбины – $P_g, f_n = f_g$.

При снижении генерирующей мощности характеристика генератора перемещается параллельно исходной вниз и занимает положение ($P_g - \Delta P_g$). Результирующая частота $f_{уст}$ соответствует новому балансу (точка 2).

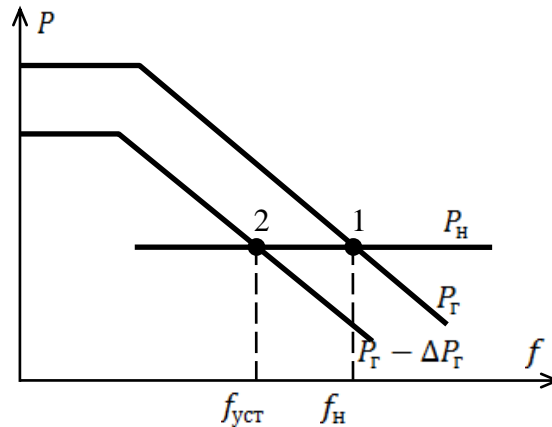


Рис. 5.4. Статические характеристики генератора и нагрузки

Коэффициент статизма регулятора скорости турбины определяется как

$$S_z = \frac{\Delta f / f_H}{\Delta P / P_H}$$

Новое значение частоты в энергосистеме $f_{уст} = f_H \pm \Delta f$.

Значение Δf находится подстановкой в формулу коэффициента статизма исходных данных, при этом $f_H = 50$ Гц,

$$\Delta f = -0,1 \cdot \frac{500}{4000} \cdot 50 = -0,625 \text{ Гц.}$$

Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты $f_{уст} = 50 - 0,625 = 49,375$ Гц.

ЗАДАЧА 5.2. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{ном} = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_H = 200$ МВт. Статизм характеристики генераторов равен $s_G = 0,067$, нагрузки - $s_H = 1$.

Подключение дополнительной нагрузки в энергосистеме приводит к снижению частоты в энергосистеме. При снижении частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и увеличивается подача энергоносителя на её лопатки. Как следствие, растет момент на валу турбогенератора, увеличивается выдача активной мощности и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме.

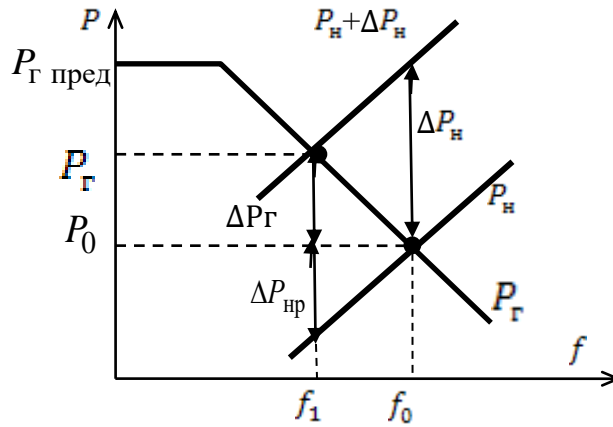


Рис. 5.5. Первичное регулирование частоты и регулирующий эффект нагрузки

При анализе процесса первичного регулирования частоты учитывается регулирующий эффект нагрузки, что соответствует снижению потребления активной мощности нагрузкой.

При росте нагрузки энергосистемы она становится равной $P_{н1} = 2200$ МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации, $P_{Г \text{ пред}} = 2300$ МВт. Поэтому величина относительного снижения частоты Δf^* , как показано на рис. 5.5, определяется в результате суммарного эффекта - работы регулятора скорости вращения турбины и регулирующего эффекта нагрузки,

$$\Delta P_{н}^* = \Delta P_{Г}^* + \Delta P_{нр}^*,$$

где $\Delta P_{Г}^*$ - увеличение генерируемой мощности в относительных единицах, $\Delta P_{нр}^*$ - снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки. При этом изменение частоты можно найти по выражению:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{н}^* f_0}{K_{Г} + K_{н}}.$$

Относительное снижение частоты с f_0 до f_1 равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{н}}{P_0(K_{Г} + K_{н})} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0063.$$

Или в абсолютном выражении

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0063 \cdot 50 = 0,3 \text{ Гц}.$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,3 = 49,7 \text{ Гц}.$$

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество

электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109-97 и необходимо выполнить её регулирование.

ЗАДАЧА 5.3. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P = 400$ МВт. Статизм характеристики генераторов $s_{Г} = 0,067$, нагрузки $-s_{Н} = 1$.

При снижении частоты до значения f_1 , как показано на рис. 5.6, на первой стадии процесса регулирования, определяемой действием регуляторов скорости и полным использованием мощности генераторов, изменение частоты будет определяться формулой

$$\Delta f_1^* = \frac{P_{\text{рез.0}}^*}{K_{Г}} = \frac{P_{Г\text{ пред}} - P_0}{P_0 K_{Г}} = \frac{(P_{Г\text{ пред}} - P_0) s_{Г}}{P_0} = \frac{(2300 - 2000) \cdot 0,067}{2000} = 0,01.$$

Это изменение соответствует изменению частоты $\Delta f_1 = 0,01 \cdot 50 = 0,5$ Гц. Оно обеспечит покрытие части новой подключаемой нагрузки в размере, определяемом формулой

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_{Г} + K_{Н}) = 0,01 \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1} \right) = 0,16.$$

В последней записи $K_{Г}$ и $K_{Н}$ выражены через заданные статизмы. Соответственно на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки:

$$\Delta P_1 = 0,16 \cdot 2000 = 320 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть подключаемой нагрузки

$$\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1 = 400 - 320 = 80 \text{ МВт.}$$

Покрытие оставшейся части нагрузки обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки.

В результате относительное снижение частоты от f_1^* до f_2^*

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta P_2}{P_0} s_{Н} = \frac{80}{2000} \cdot 1 = 0,04.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f_2 = 0,04 \cdot 50 = 2$ Гц.

Общее снижение частоты составит

$$\Delta f = \Delta f_1 + \Delta f_2 = 0,5 + 2 = 2,5 \text{ Гц,}$$

и в системе установится частота

$$f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5 \text{ Гц.}$$

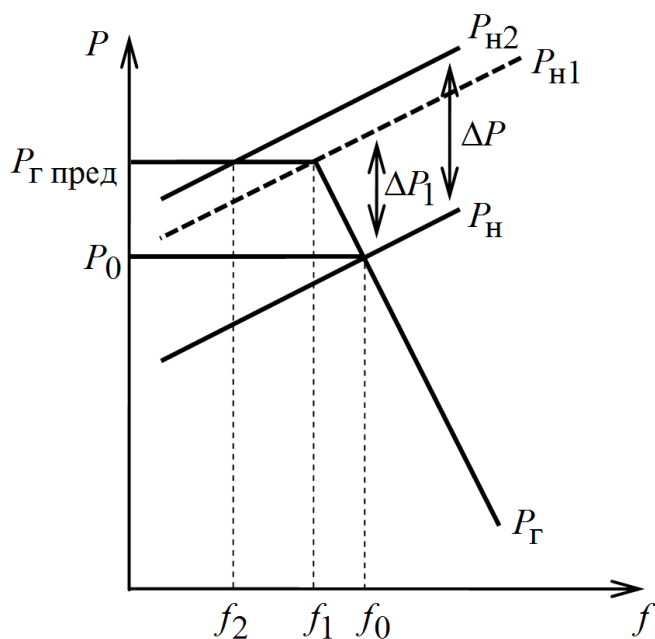


Рис. 5.6. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

Таким образом, подключение на первой стадии нагрузки 320 МВт, при наличии резерва генерирующей мощности, вызвало снижение частоты лишь на 0,5 Гц, тогда как в условиях отсутствия резерва на второй стадии процесса подключения нагрузки 80 МВт привело к снижению частоты на 2 Гц. Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109-97 и необходимо выполнить её регулирование.

ЗАДАЧА 5.4. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2400$ МВт и работают при начальной номинальной частоте $f_0 = 50$ Гц с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_H = 200$ МВт. Статизм характеристики нагрузки $s_H = 1$, генераторов: а) $s_G = 0,06$; б) $s_G = 0,08$.

Решение данной задачи выполняется аналогично тому, как это сделано в задаче 5.2. В результате увеличения нагрузки, $\Delta P_H = 200$ МВт, итоговая нагрузка ЭЭС станет равной $P_{H1} = 2200$ МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации $P_{Г\text{ пред}} = 2400$ МВт. При этом относительная величина снижения частоты Δf^* определяется, как

показано на рис. 5.5, совместно регулирующим эффектом нагрузки и работой регулятора скорости вращения турбины

$$\Delta P_{\text{H}}^* = \Delta P_{\text{Г}}^* + \Delta P_{\text{нр}}^*,$$

где $\Delta P_{\text{Г}}^*$ - увеличение генерируемой мощности в относительных единицах; $\Delta P_{\text{нр}}^*$ - снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки. При этом

$$\Delta P_{\text{H}}^* = \Delta f^* (K_{\text{Г}} + K_{\text{H}}) = \Delta f^* \cdot K_{\text{с}},$$

где $K_{\text{с}}$ – крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

а) Если $s_{\text{Г}} = 0,06$, тогда относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{H}}}{P_0(K_{\text{Г}} + K_{\text{H}})} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,06} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0057.$$

Или в абсолютном выражении:

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0057 \cdot 50 = 0,28 \text{ Гц.}$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,28 = 49,72 \text{ Гц.}$$

б) Если $s_{\text{Г}} = 0,08$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{H}}}{P_0(K_{\text{Г}} + K_{\text{H}})} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,08} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0074.$$

Или в абсолютном выражении:

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0074 \cdot 50 = 0,37 \text{ Гц.}$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,37 = 49,63 \text{ Гц.}$$

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 5.5. Определить частоту в системе мощностью 5,1 ГВт после отключения блока мощностью 610 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины $k_s = -0,15$, начальный режим соответствует балансу мощности, $P_n = P_g = 4400$ МВт (рис. 5.4).

ЗАДАЧА 5.6. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{г\text{ пред}} = 2600$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2300$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц (рис. 5.5). Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_n = 200$ МВт. Статизм характеристики генераторов равен $s_g = 0,069$, нагрузки $s_n = 1,1$.

ЗАДАЧА 5.7. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{г\text{ пред}} = 2800$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2500$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц (рис. 5.6). Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_n = 250$ МВт. Статизм характеристики генераторов $s_g = 0,07$, нагрузки $s_n = 1$.

ЗАДАЧА 5.8. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{г\text{ пред}} = 3200$ МВт и работают при начальной номинальной частоте $f_0 = 50$ Гц с выдачей мощности $P_0 = 2700$ МВт. Определить частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_n = 450$ МВт (рис. 5.7). Статизм характеристики нагрузки $s_n = 1$, генераторов: а) $s_g = 0,07$; б) $s_g = 0,06$.

Контрольные вопросы

1. Что характеризует статическая, динамическая характеристика генератора по частоте.
2. Что такое первичное, вторичное регулирование частоты.
3. Что такое регулирующий эффект нагрузки по частоте.
4. Точная синхронизация, условия точной синхронизации, самосинхронизация
5. Особенности регулирования частоты при наличии и отсутствии резерва мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрические системы, т.1. Математические задачи энергетики. Под ред. В.А. Веникова. Учебное пособие для электроэнергетических вузов. М., “Высшая школа”, 1981, 336 с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. 254 с.
3. Ананичева С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учеб. пособие / С.С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2009. 108 с
4. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филипова Г.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. Учеб.для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
5. Авербух А.М. Решение задач по неполнофазным режимам и сложным видам коротких замыканий. – Л.: «Энергия», 1972. – 160 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс]: справочное издание/ ред.: Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро. -4-е изд., перераб. и доп.. -М.: НЦ ЭНАС, 2012. -376 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/>.