ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИМПУЛЬСНОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИН ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Кривко С. А.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВИДА И МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дерюга В.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 КВ

Карук Е.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВИДА И МЕСТА ВКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Баранова Д.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ДЕЛЕНИЯ СТАНЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Игнатчик В.И.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА НА ЕГО УСТОЙЧИВОСТЬ

Савицкий Н.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д..

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Губаревич Т.К.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Трестьян И.О.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Степура А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Семашко В.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВВОДА РЕЗЕРВА НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Скок А.И.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА НА ЕГО УСТОЙЧИВОСТЬ

Якушева Ю.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СХЕМЫ СЕТИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СГ СТАНЦИИ

Суськова В.М.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Баранова Д.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

Супруненко А.М., Попкова Н.А.
Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИМПУЛЬСНОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБИН ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Кривко С. А.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Проблема обеспечения устойчивости энергосистем существует из-за возникающего в аварийных режимах небаланса мощности на валу синхронных машин, приводящему к недопустимому их ускорению или торможению, следствием которых является потеря синхронизма. Если бы механическая мощность агрегатов могла достаточно быстро и точно изменяться в соответствии с изменениями электрической мощности, то небалансы мощности были бы устранены и, следовательно, нарушения устойчивости в энергосистемах были бы исключены. Однако существующие системы регулирования паровых турбин пока не могут решить такую задачу. Более того, системы регулирования, обычно применяемые в нормальном режиме, из-за наличия инерции, органов с зонами нечувствительности практически не реагируют в начале переходного процесса и мощности турбины почти не изменяются. Для обеспечения динамической устойчивости требуется быстрое изменение мощности турбины при возникновении возмущения в энергосистеме. Поэтому для быстрого управления мощностью турбины в аварийных режимах она оснащается специальным электрогидравлическим преобразователем (ЭГП), который позволяет вводить в систему регулирования электрические сигналы (импульсы) и тем самым осуществить быстродействующее управление регулирующих клапанов турбины. При этом происходит относительно быстрое уменьшение механической мощности на валу агрегата, необходимое для обеспечения устойчивости в случае сброса электрической нагрузки генератором. Различные аварийные ситуации требуют различной глубины разгрузки, но по возможности наибольшей скорости ее осуществления. Скорость разгрузки турбины не может быть сколь угодно большой и ограничивается в основном быстродействием регулирующих клапанов и наличием парового объема между ними и турбиной. Поэтому мощность турбины снижается постепенно и ее изменение зависит от амплитуды и длительности управляющего сигнала от ЭГП. Изменяя его, можно получить различные изменения механической мощности во времени, которые называют импульсными характеристиками турбин. После снятия управляющего сигнала регулирующие клапаны открываются и мощности агрегата восстанавливаются до заданного значения, определяемого, как правило, условием статической устойчивости.

Влияние аварийной разгрузки турбины (АРТ) на устойчивость системы при возникновении короткого замыкания. Для этого на диаграмме характеристик мощности (рисунок 1) нанесем изменения механической мощности турбины $P_т$ в функции угла δ.

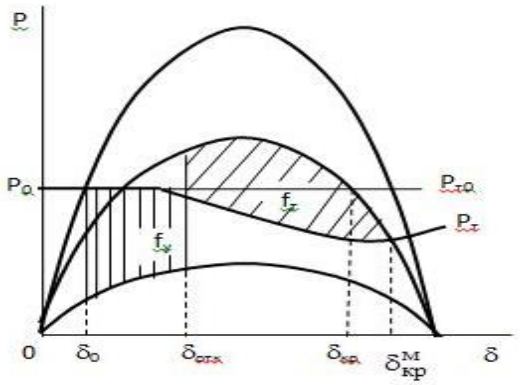

Рисунок 1 – Влияние аварийной разгрузки турбин на динамическую устойчивость

Из приведенных зависимостей видно, что существенное уменьшение $P_т$ наступает после времени отключения короткого замыкания, длительность которых для современных систем электроснабжения составляет 0,1 - 0,2 с. Поэтому АРТ практически не уменьшает площадку ускорения и это было одним из препятствия его применения. Однако в конце переходного процесса $P_т$ начинает уменьшаться, что приводит к увеличение площадки торможения и увеличению критические угла с $\delta_{кр}$ до $\delta^{м}_{кр}$, определяющего предел синхронной динамической устойчивое генератора.

Проверим это в программе mustang при применении разлизных характеристик ЭГП для схемы из курсового проекта.

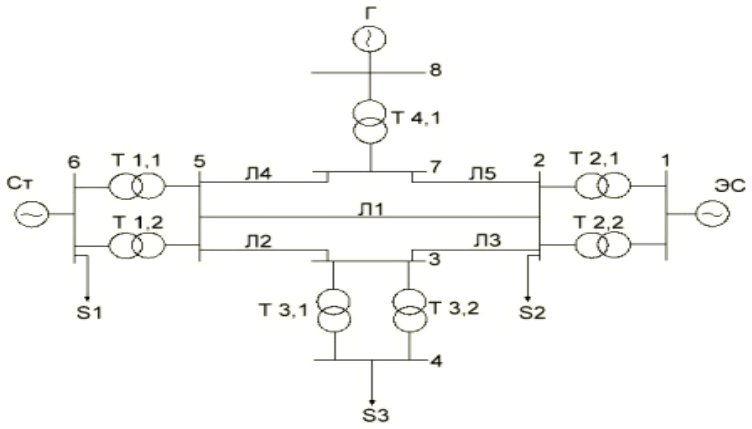

Рисунок 2 – Исходная схема сети

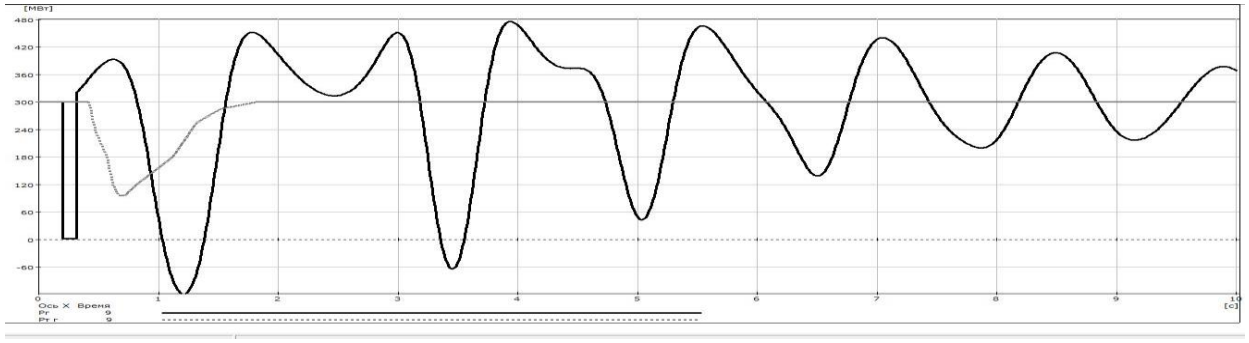

Рисунок 3 -- Зависимость мощности турбины станции от времени t при восстановлении мощности турбины до исходного значения

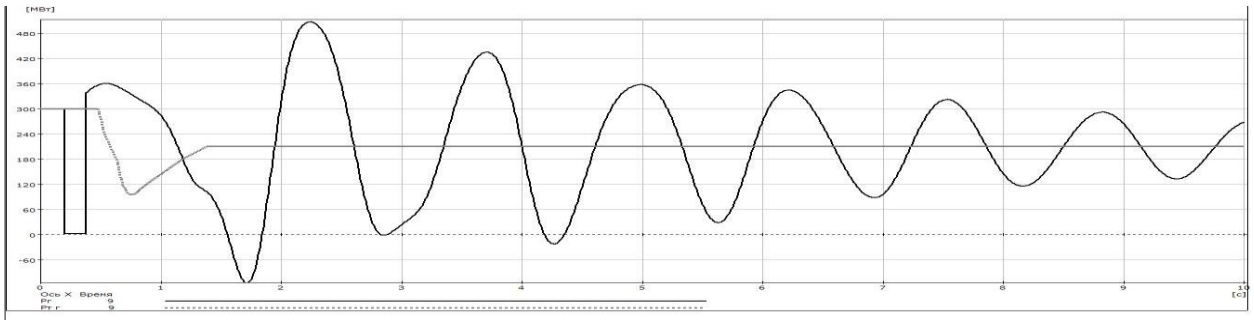

Рисунок 4 – Зависимость мощности турбины станции от времени t при восстановлении мощности турбины до 0,7 от начального значения

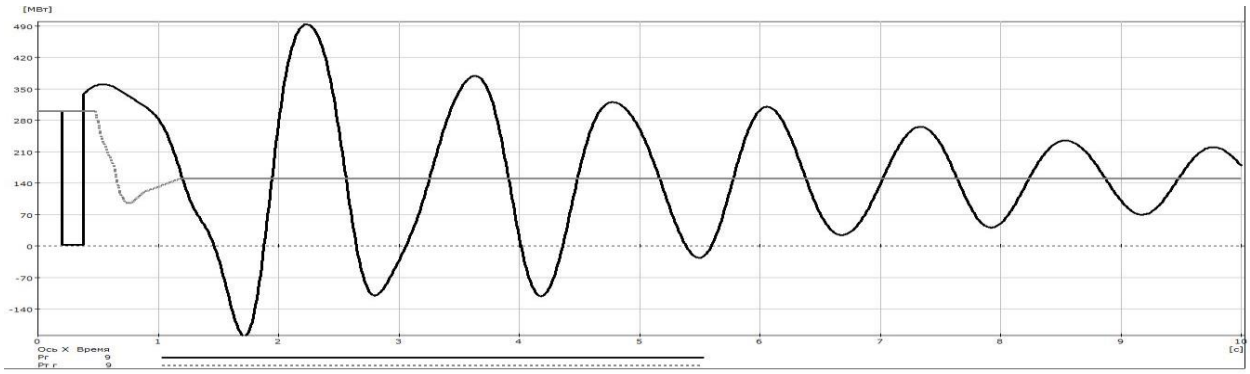

Рисунок 5 – Зависимость мощности турбины станции от времени t при восстановлении мощности турбины до 0,5 от начального значения.

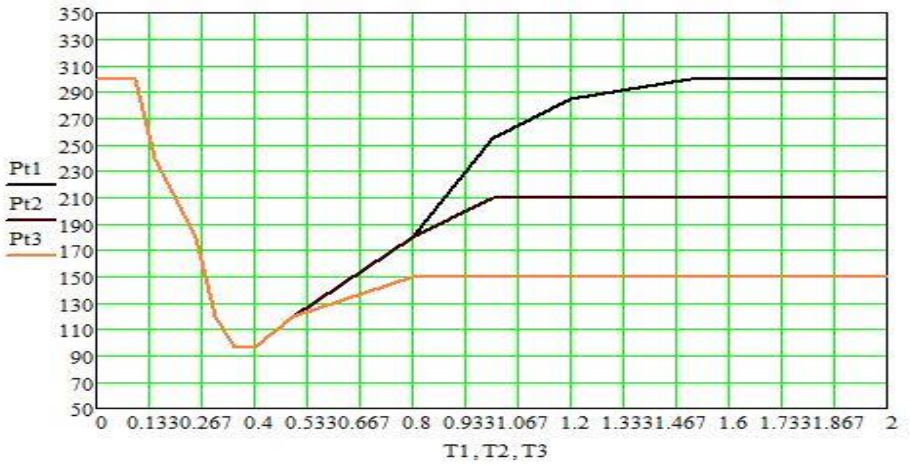

Рисунок 6 – Совмещенная зависимость мощности турбины станции от времени t

Из расчетов проведенных в программе mustang видно, что при использовании импульсной разгрузки осуществляемой с помощью ЭГП предельное время отключения короткого замыкания заметно уменьшается, а также уменьшается амплитудное значения мощности генерации в начальный момент короткого замыкания вслед за изменением мощности турбины. Так, когда значение мощности турбины восстанавливается ЭГП до исходного значения предельное время отключения меньше чем в остальных случаях, а именно 0,12 секунды. При остальных случаях получилось 0,18 секунды. Применение автоматической разгрузки турбины позволяет повысить динамическую устойчивость и снизить время установления послеаварийного режима работы станции. Недостатком является задержка в ограничении механической мощности, что в ряде случаев снижает эффективность разгрузки, кроме того возможно нарушение устойчивости во втором и последующих циклах качаний из-за высокой скорости восстановления мощности турбины.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВИДА И МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дерюга В.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Поставлена задача исследовать влияние вида и места КЗ на динамическую устойчивость генераторов электростанций. Рассчитывать будем схему (рисунок 1), исследуемую в курсовой работе, и данные, рассчитанные в ходе курсовой работы. В качестве методики оценки вида и места КЗ на предельное время отключения примем следующее: моделируем возмущение на шинах высокого напряжения в виде короткого замыкания (КЗ) (поочередно в узлах 2, 3, 5, 7).Таким образом учитывается место КЗ. В каждом узле изменяем сопротивление шунта $X_ш$. Таким образом будем учитывать вид КЗ. Для каждого узла и величины сопротивления шунта находим время предельного отключения т.е. максимальное время при котором устойчивость сохраняется. Строим зависимость предельного времени отключения от величины сопротивления шунта. Переносим КЗ в следующий из выделенных узлов и повторяет расчеты.

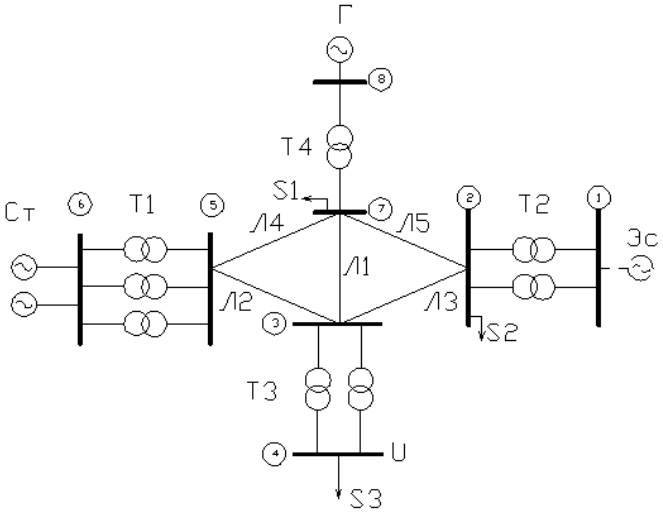

Рисунок 1. Схема исследуемой сети

При моделировании КЗ на шинах высокого напряжения в схему замещения добавляется сопротивление аварийного шунта $X_ш$, которое влияет на общее сопротивление схемы. Величина $X_ш$ в значительной степени зависит от вида КЗ (таблица 1).

Таблица 1-Зависимость сопротивления шунта от вида КЗ

Вид КЗ	Сопротивление шунта
Однофазное	$X_ш = X_0 + X_2$
Двухфазное	$X_ш = X_2$
Двухфазное на землю	$X_ш = \frac{X_0 \cdot X_2}{X_0 + X_2}$
Трехфазное	$X_ш = 0$

Где X_0 и X_2 - сопротивления нулевой и обратной последовательности соответственно. Величина $X_ш$ влияет на результирующее сопротивление системы в аварийном режиме $X_{ав}$,

которое в свою очередь влияет на активную мощность в аварийном режиме. Амплитудная величина активной мощности влияет на предельный угол отключения КЗ $\delta_{отк}^{пр}$.

В конечном итоге предельный угол отключения влияет на предельное время отключения КЗ:

$$t_{отк}^{пр} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_j(\delta_{отк}^{пр} - \delta_0)}{P_0}}$$

Исходя из приведенных зависимостей можно сделать вывод: при увеличении сопротивления шунта результирующее сопротивление системы снижается, что в свою очередь вызывает увеличение амплитудной величины активной мощности. Это вызывает уменьшение $\cos \delta_{отк}^{пр}$ и соответственно рост $\delta_{отк}^{пр}$, а увеличение предельного угла отключения увеличивает предельное время отключения КЗ.

Заключение

В результате проделанной работы была исследована зависимость предельного времени отключения от сопротивления аварийного шунта в различных точках сети (рисунок 2, 3, 4, 5).

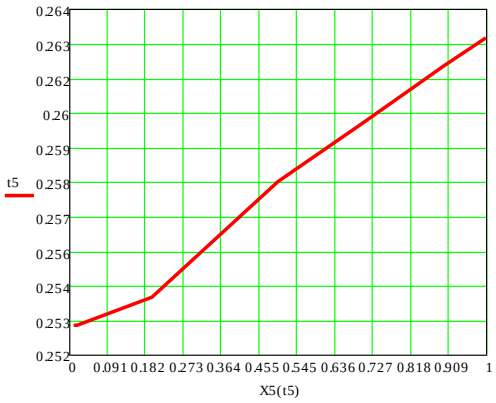

Рисунок 2. КЗ в узле 5

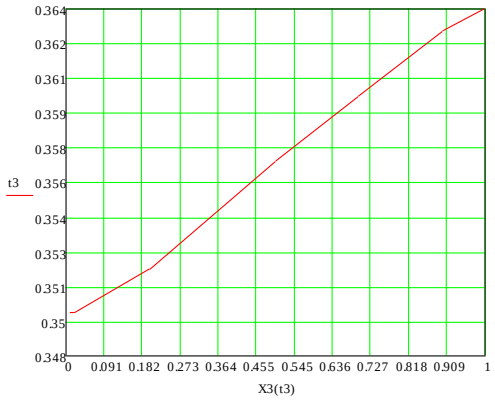

Рисунок 3. КЗ в узле 3

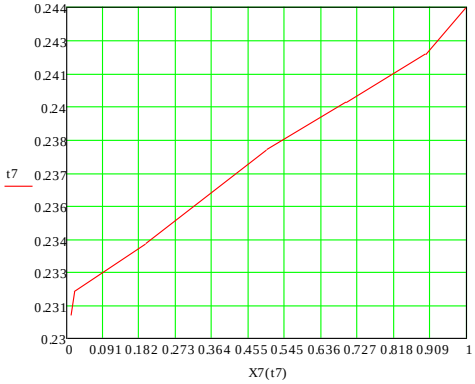

Рисунок 4. КЗ в узле 7

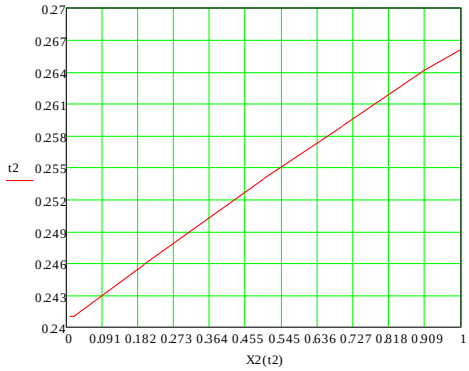

Рисунок 5. КЗ в узле 2

В исследуемом диапазоне изменения сопротивления шунта (от 0,01 до 1) при КЗ в узле 2 предельное время отключения возросло на 10%, в узле 3 – на 4%, в узле 5 – на 4%, в узле 7 – на 6%. Увеличение сопротивления шунта увеличивает предельное время отключения, что в свою очередь повышает устойчивость исследуемой ЭЭС.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с

2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 КВ

Карук Е.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Произведем расчет и сравнение надежности двух схем подстанций: схемы два выключателя на присоединение и полуторной схемы. Схемы подстанций приведены ни рисунке 1, показатели надежности элементов в таблице 1.

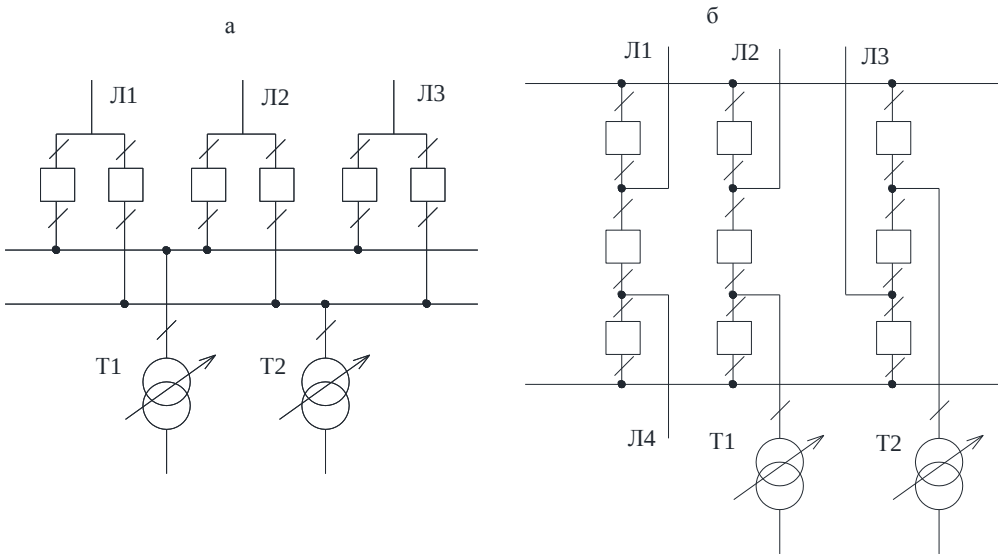

Рисунок 1. Схема подстанции: а – трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя; б – полуторная схема

Таблица 1. Показатели надежности элементов

Элемент РУ 330 кВ (на одно присоединение)	Частота отказа λ, 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_в$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Трансформатор	0,020	200,0	0,170	350
Элегазовый выключатель	0,015	36,8	0,080	200
Сборные шины	0,013	5,0	0,166	3
Линия электропередачи на 1 км	0,0025	13,6	0,350	20

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) *C(k)*, приводящих к отказу ее функционирования *k*-го вида.

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_k L(i,j,s,k) \quad (1)$$

где *L(i, j, s, k)* – логическая функция, принимающая значения 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования *k*-го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления *T(k)* в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \cdot \lambda(i) \cdot Q(s/i) \cdot L(k), \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \cdot \lambda(i) \min\{\frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{о.п}}\} \cdot Q(s/i) \cdot L(k), \quad (3)$$

где *q(j)* – относительная длительность *j*-го ремонтного режима, о.е.; $\lambda(i)$ – частота повреждения *i*-го элемента схемы, 1/год; *t(i)* – длительность послеаварийного восстановления *i*-го элемента схемы, ч; *t(j)* – длительность *j*-го ремонтного режима работы схемы; $t_{o.n.}$ – время оперативных переключений, ч; *Q(s/i)* – вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Таблица 2. Показатели надежности типовых схем подстанций

	Два выключателя на присоединение			Полуторная схема		
Вид аварии	$\lambda_{\sum}$, 1/год	$T_{в\sum}$, ч	$K_н$, о.е.	$\lambda_{\sum}$, 1/год	$T_{в\sum}$, ч	$K_н$, о.е.
Потеря одной линии	0,250	14,11	$402{,}68 \cdot 10^{-6}$	0,265	13,34	$403{,}55 \cdot 10^{-6}$
Потеря одного трансформатора и одной линии	0,0156	0,57	$1{,}015 \cdot 10^{-6}$	$0{,}117 \cdot 10^{-3}$	0,50	$6{,}68 \cdot 10^{-9}$
Потеря двух трансформаторов и всех линий	$0{,}925 \cdot 10^{-3}$	0,50	$0{,}053 \cdot 10^{-6}$	$0{,}139 \cdot 10^{-5}$	0,50	$0{,}08 \cdot 10^{-9}$

Выводы

По результатам, приведенным в таблице 2 видно, что коэффициент неготовности при потере одной линии в обеих схемах подстанций отличается незначительно, но частота возникновения более серьезных аварий в 600 раз выше при схеме подстанции два выключателя на присоединение. Коэффициент неготовности этой схемы также более чем в 600 раз выше чем при полуторной схеме. Следовательно, можно сделать вывод о том, что полуторная схема является более надежной.

Литература

1. Казанцев В.Н. Анализ способов повышения надежности работы электрических сетей энергосистем. Автореф.дисс.на соискание учен, степени канд.техн.наук (275). Свердловск: 1971. - 27 с.

2. Козлов Б.А., Ушаков И,А. Справочник по расчету надежности. М.: Советское радио, 1975. - 471 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВИДА И МЕСТА ВКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Баранова Д.В.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

В сети три нагрузочных узла, которые подвергнем исследованию. Исходная нагрузка в них:

1) $S_1 = 306 + j \cdot 170\ МВ \cdot А$ $|S_1| = 350$ МВ·А

2) $S_2 = 250 + j \cdot 130\ МВ \cdot А$ $|S_2| = 282$ МВ·А

3) $S_3 = 270 + j \cdot 152\ МВ \cdot А$ $|S_3| = 310$ МВ·А

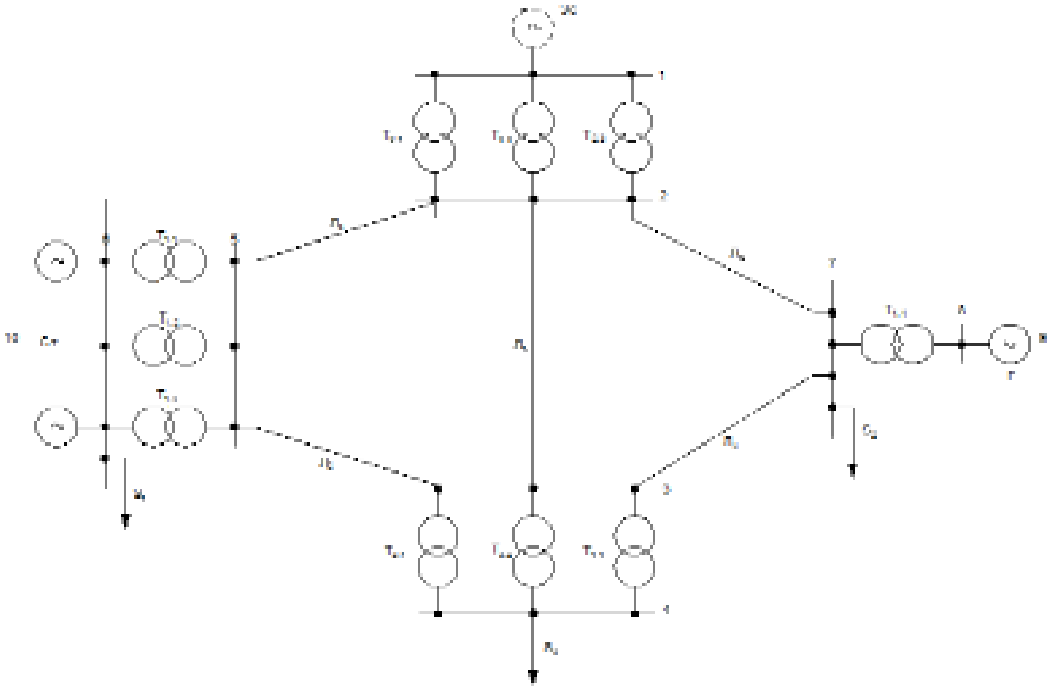

Рисунок 1 Схема исследуемой сети

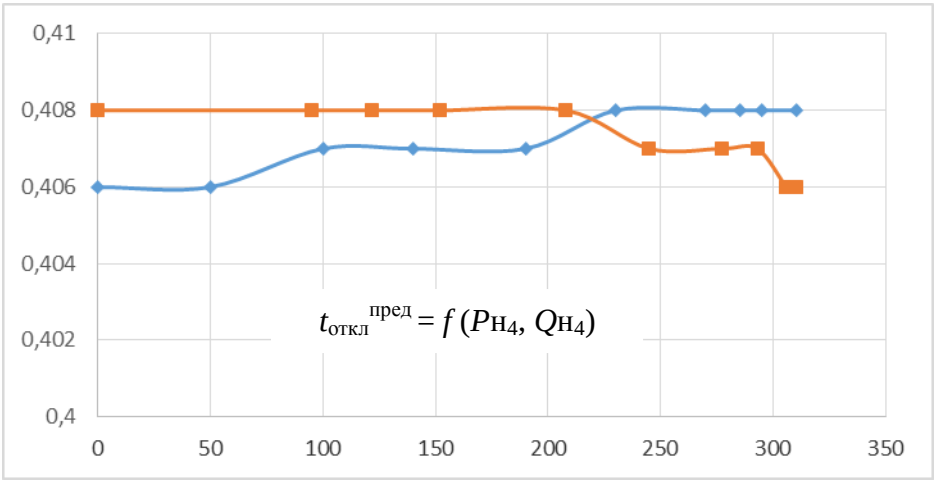

Рисунок 2 Предельное время отключения при $S_1 = 306 + j \cdot 170\ МВ \cdot А$ $|S_1| = 350$ МВ·А

Расчет будем вести для системы с АРВ ПД на генераторах. Будем изменять поочередно каждую из трех нагрузок, исследуя зависимость устойчивости от вида нагрузки и места ее подключения. Во время каждого из измерений будем находить предельное время отключения КЗ, чтобы построить зависимости его от вида и величины нагрузки.

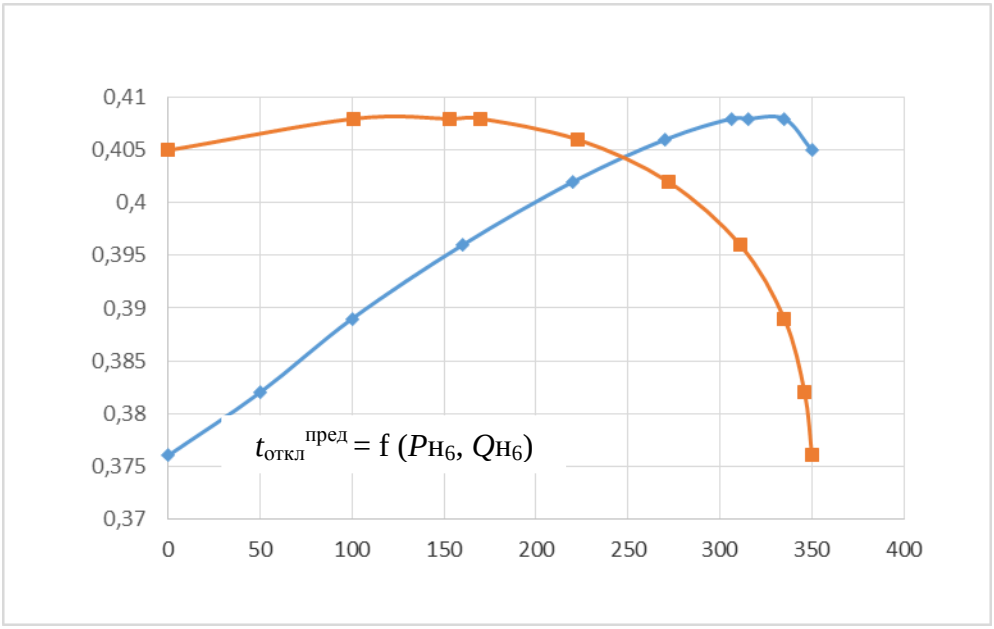

Рисунок 3. Предельное время отключения при $S_2 = 250 + j \cdot 130\ МВ \cdot А$ $|S_2| = 282$ МВ·А

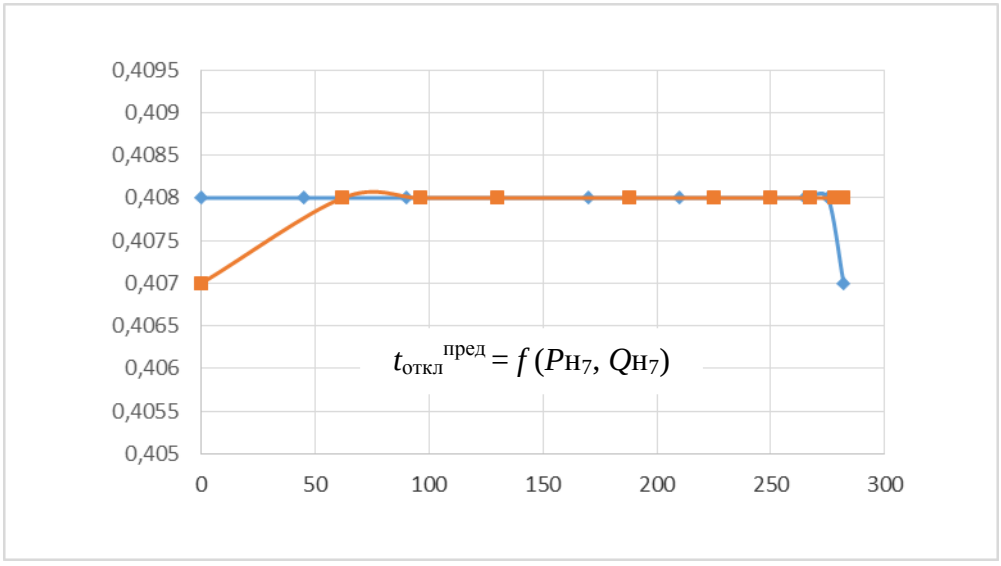

Рисунок 4. Предельное время отключения при $S_3 = 270 + j \cdot 152\ МВ \cdot А$ $|S_3| = 310$ МВ·А

Из графиков можно заключить, что наибольший эффект от вида нагрузки имеет нагрузка 6, то есть нагрузка, подключенная непосредственно к шинам исследуемой станции. Поэтому для узла 6 график имеет наиболее ярко выраженную форму. Что касается нагрузок в

узлах 4 и 7, то они находятся на значительном удалении от места КЗ и исследуемой станции, поэтому в меньшей степени влияют на устойчивость системы. При их изменении в широком диапазоне диапазон изменения предельного времени отключения КЗ находится в пределах 0,1с. Проанализируем влияние изменения вида нагрузки на устойчивость системы на примере шестого узла. При наличии в этом узле чисто активной нагрузки $t_{пр}^{откл}$ = 0,405с, после подключение в узел части реактивной нагрузки это время немного увеличилось (до 0,408с), после чего по мере увеличения составляющей реактивной нагрузки постепенно уменьшалось. При подключении в узле 6 чисто реактивной нагрузки предельное время отключения КЗ достигло значения $t_{пр}^{откл}$ = 0,376с.

Проверим аналитически экспериментально полученные данные. Если на шинах генератора станции подключена нагрузка, а остальная часть системы остается неизменной, то схема замещения такой системы (рис. 5):

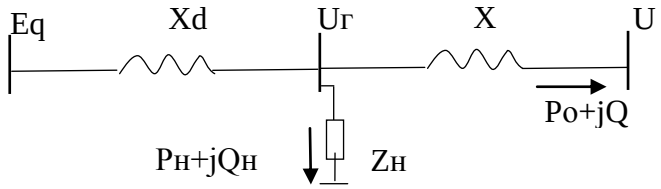

Рисунок 5. Схема замещения системы

Уравнение угловой характеристики мощности генераторов станции:

$$P_1 = {E_q}^2 \cdot y_{11} \cdot sin\alpha_{11} + E_q \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta_{12} - \alpha_{12})$$

где Eq – ЭДС генераторов станции, которая находится по формуле:

$$E_q = \sqrt{(U_г + \frac{(Q_н + Q_o + \Delta Q) \cdot x_d}{U_г})^2 + (\frac{P_0 \cdot x_d}{U_г})^2}$$

α_{11} и α_{12} – углы сопротивлений, которые определяются из значений собственных и взаимных проводимостей генераторов станции, которые, в свою очередь, зависят от величины сопротивления нагрузки:

$$\alpha_{11} = 90° - \psi_{11} \quad Y_{11} = \frac{1}{z_{11}} = y_{11} \cdot e^{j\psi_{11}} \quad Z_{11} = jx_d + \frac{jx_c(r_н + jx_н)}{jx_c + r_н + jx_н}$$

$$\alpha_{12} = 90° - \psi_{12} \quad Y_{12} = \frac{1}{z_{12}} = y_{12} \cdot e^{j\psi_{12}} \quad Z_{11} = jx_d + jx_c + \frac{jx_c \cdot jx_d}{r_н + jx_н}$$

Тогда как сопротивления нагрузки напрямую связаны с ее мощностью:

$$Z_н = r_н + jx_н + \frac{{U_г}^2}{S_н} \cdot (\frac{P_н}{S_н} + j\frac{Q_н}{S_н})$$

С изменением угла α_{11} угловая характеристика поднимается или опускается, а с изменением α_{12} сдвигается влево или вправо. Причем чем больше активная мощность нагрузки, тем больше акт. составляющая собственного акт. сопротивления и меньше акт. составляющая взаимного сопротивления генераторов. При этом увеличивается угол ψ_{11}и уменьшается угол ψ_{12}.

Т.о. угловая характеристика P_1 смещается вверх незначительно и влево на некоторый угол. То есть она как бы “вытягивается” и расширяется, смещаясь влево. Поэтому угол

$\delta_{кр}$,зависящий от $t_{пр}^{откл}$, падает быстрее δ_0, и для выполнения условия равенства площадок ускорения и торможения угол $\delta_{откл}^{пр}$ также уменьшается, что влечет уменьшение предельного времени отключения КЗ. Обратный процесс аналогичен рассмотренному.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ДЕЛЕНИЯ СТАНЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Игнатчик В.И.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Была поставлена задача – исследовать влияние опережающего деления станции на устойчивость генератора.

В качестве методики оценки влияния ввода резерва на предельное время отключения примем следующее: моделируем возмущение на стороне высокого напряжения в виде трехфазного короткого замыкания (КЗ) на линии Л4 (рис.1). Определенное в этом режиме предельное время отключения принимаем за исходное, то есть, значение с которым будут сравниваться последующие результаты.

Следующим шагом устанавливаем автоматику на срабатывания выключателя В2 перед возникновением КЗ, для этого устанавливаем время равное 0,1с. После проводим аналогичные расчеты с резервируемой линией другим выключателем.

Расчет проводили на ЭВМ с использованием программы MUSTANG 2000.

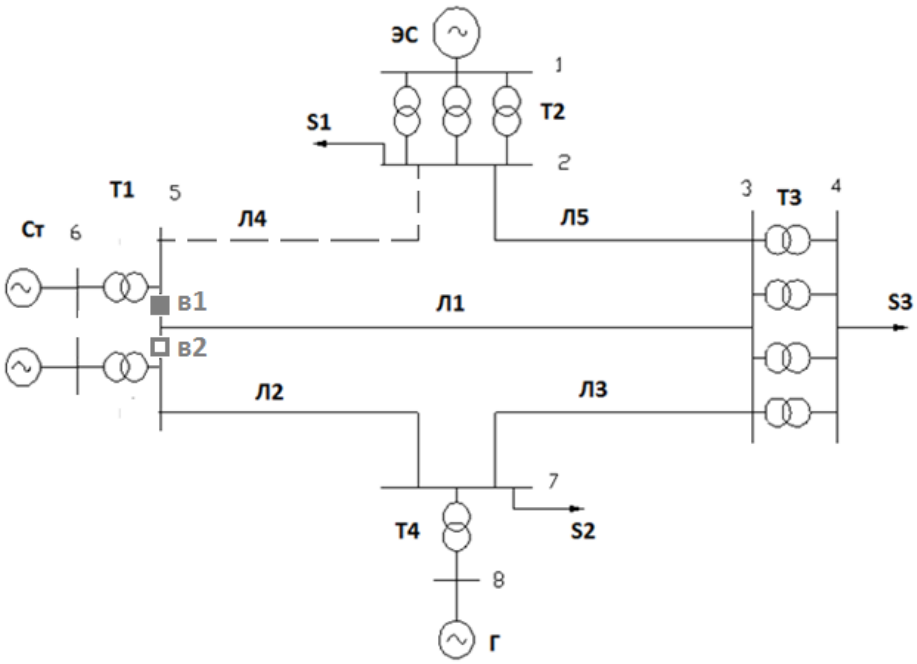

Рисунок 1 - Принципиальная схема исследуемой системы

Результаты расчетов представим в виде таблицы:

Таблица 1 – Результаты расчётов

Выключатель	Значение	$t^{пр}_{откл}$, с
В1	До	0,523
	После	0,53
В2	До	0,523
	После	0,535

Из таблицы видно, что предельное время отключения увеличилось, так как в случае КЗ генератор Г2 удален от питания поврежденной линии. Это увеличивает предельную передаваемую мощность в последовательном режиме.

Однако установка такого рода отделителей на станциию приводит к значительному увеличению стоимости электропередачи.

Целью работы являлось исследование эффективности опережающего деления станции на устойчивость синхронных генераторов станции. Как итог, с применением опережающего деления станции отключения короткого замыкания увеличивается, что ведет к увеличению устойчивости системы, однако данный метод повышения устойчивости, а именно деление шин возможет далеко не на всех станциях.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА НА ЕГО УСТОЙЧИВОСТЬ

Савицкий Н.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д..

Регулирование реактивной мощности в энергосистемах имеет такое же важное значение, как и регулирование активной мощности. Регулирование реактивной мощности позволяет повысить перегрузочную способность этих устройств, поддерживать постоянство напряжения в сети, снизить ее перетоки по линиям и тем самым обеспечить устойчивую и экономичную работу энергосистемы.

Изменение тока возбуждения синхронной машины позволяет регулировать реактивную мощность. Согласно векторным диаграммам, в генераторном режиме при увеличении тока возбуждения синхронная машина отдает в сеть реактивную мощность, а при уменьшении тока возбуждения потребляет из сети реактивную мощность. Целью данного исследования было определение влияния режимов по реактивной мощности на динамическую устойчивость синхронной машины. Для расчетов использовалась следующая схема энергосистемы:

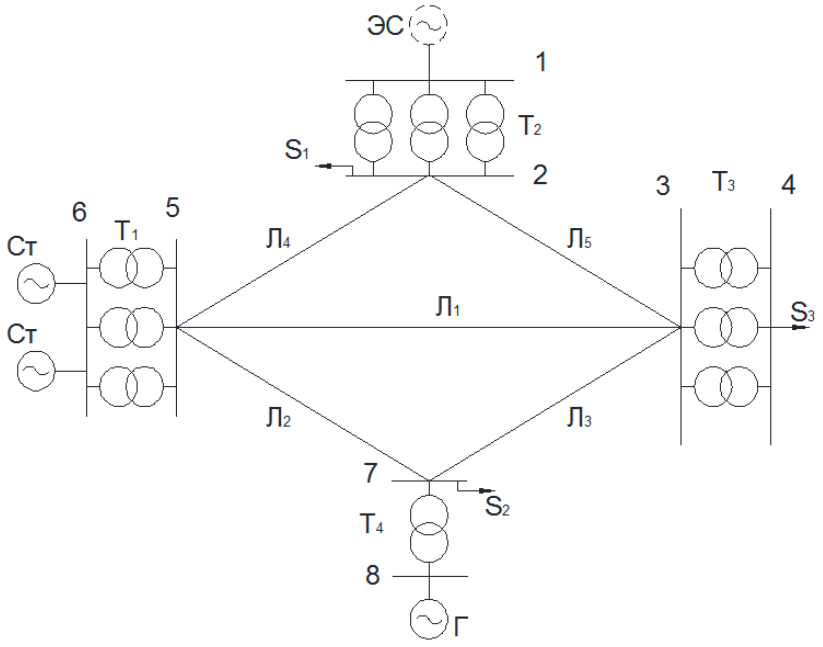

Рисунок 1 – схема исследуемой энергосистемы

Расчеты проводились по программе MUSTANG. На графиках полученные результаты совмещены с типовыми характеристиками генераторов. В результате были получены следующие результаты:

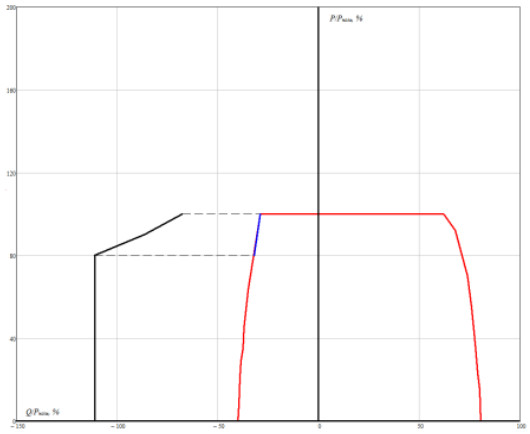

Рисунок 2 – Нормальный режим

В данном режиме реактивная мощность не влияет на устойчивость синхронной машины, поскольку режимы, при которых устойчивость нарушается, неосуществимы физически.

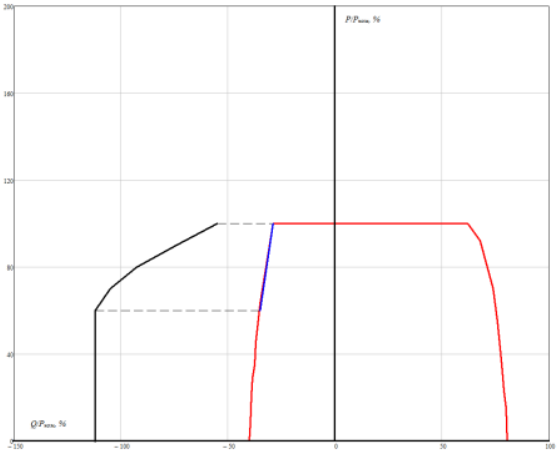

Рисунок 3 – Аварийный режим с отключенной ветвью 2-5.

Реактивная мощность также не влияет на устойчивость по причинам, аналогичным предыдущему пункту.

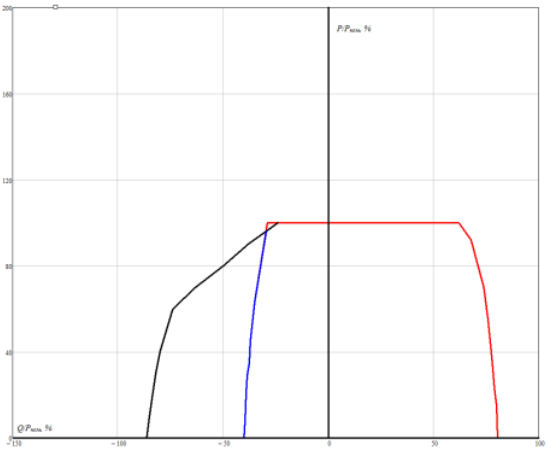

Рисунок 4 – Аварийный режим с отключенными ветвями 2-5 и 5-7.

При выработке мощности, близкой к номинальной, возможен такой режим по реактивной мощности, при которой динамическая устойчивость будет нарушена.

Выводы:

1. Режимы по реактивной мощности практически не влияют на устойчивость генератора в нормальных и не очень тяжелых режимах.

2. При очень тяжелых аварийных режимах устойчивость синхронного генератора может быть нарушена при выработке номинальной мощности и в небольших пределах около нее.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с

2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Губаревич Т.К.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

В электрических сетях с избытком реактивной мощности, в частности, в узлах 330 кВ и более, в периоды малых нагрузок напряжения могут превысить допустимые значения. Для удержания напряжения в допустимых пределах необходимо потребить избыточную реактивную мощность, что может быть осуществлено с помощью шунтирующих реакторов.

При подключении шунтирующего реактора напряжение на шинах генератора снижается и для его восстановления необходимо увеличить ток возбуждения и соответственно ЭДС. Увеличение ЭДС генератора приводит к росту амплитуды характеристики мощности. Поскольку отрицательное влияние на характеристику мощности из-за увеличения взаимного сопротивления при наличии реактора обычно значительно меньше, чем увеличение ЭДС, то в результате подключения шунтирующего реактора амплитуда мощности увеличивается и устойчивость системы повышается. При отсутствии АРВ наличие шунтирующего реактора отрицательно сказывается на устойчивости системы.

Для изучения влияния шунтирующего реактора на устойчивость генераторов электростанции провели расчет динамической устойчивости для режима с АРВ ПД.

Расчет проводили на ЭВМ с использованием программы MUSTANG-2000.

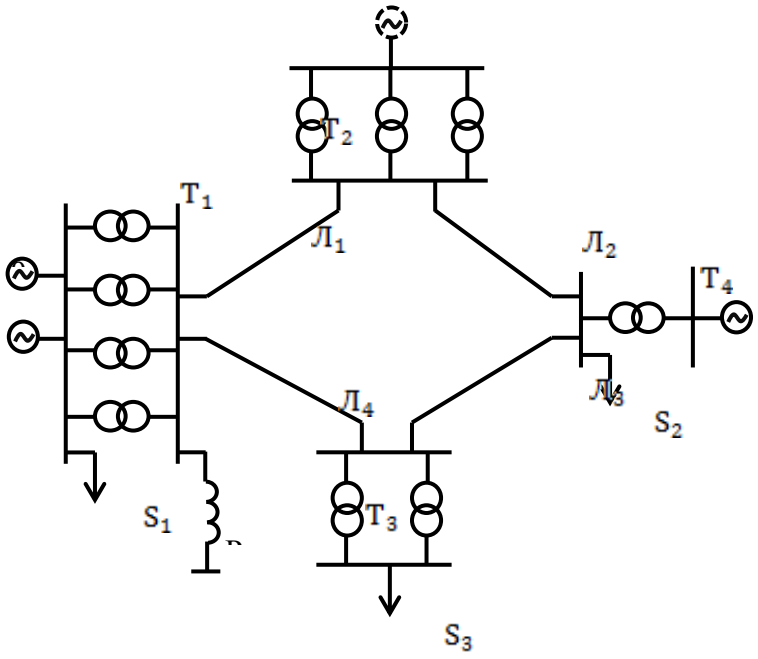

Рисунок 1 – Принципиальная схема энергосистемы

В узле 5 установили шунтирующий реактор номинальной мощностью 180 Мвар. Тогда индуктивная проводимость реактора равна:

$$b = \frac{Q_{шр}}{U^2} = \frac{180}{330^2} = 1652{,}89 \cdot 10^{-6}\ См.$$

В результате предельное время отключения КЗ увеличилось на 0,0014 с по сравнению со временем отключения в нормальном режиме в системе без шунтирующего реактора ($T_{пр\,шр} = 0{,}2844\ c$). То есть устойчивость системы повысилась. При этом генерация реактивной мощности увеличилась по сравнению с генерацией в системе без реактора.

АПВ оказалось эффективным. Предельное время отключения КЗ в нормальном режиме в системе с АПВ по сравнению со временем отключения КЗ в аналогичном режиме без шунтирующего реактора увеличилось на 0,004 с.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОДОЛЬНОЙ ЕМКОСТНОЙ КОМПЕНСАЦИИ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Трестьян И.О.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Исследуем влияние продольной емкостной компенсации и переключательных пунктов на устойчивость синхронных генераторов станции.

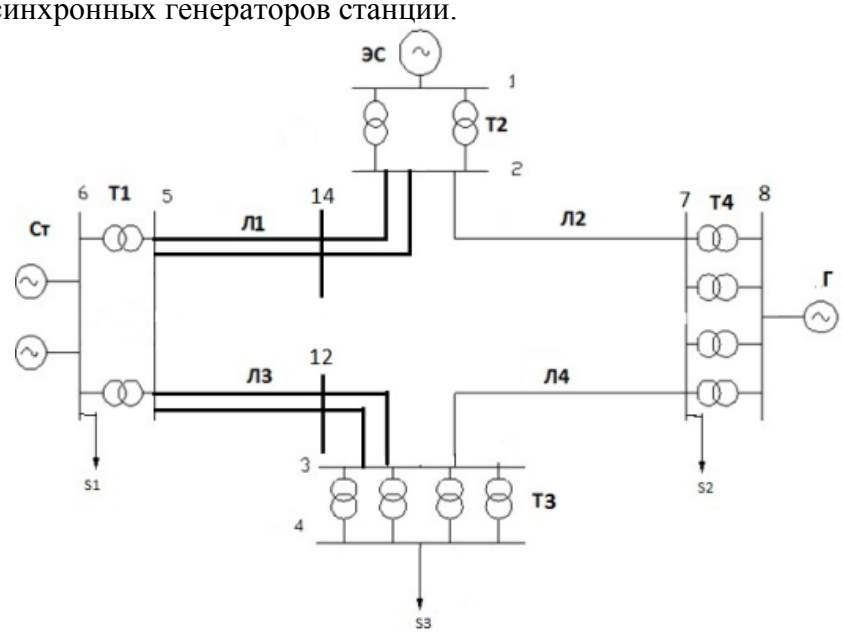

Рисунок 1 – Схема исследуемой сети

Как видно, у нас от станции отходят 2 линии, которые мы сделаем двухцепными и установим посередине переключательные пункты 11 и 12 соответственно на линиях 5 - 2 и 5 - 3.

Теперь, на примере линии 5 - 2, рассмотрим изменение предельного времени отключения после преобразования схемы при отключении линий 5 - 11, 11 - 2.

Расчеты будут проводиться в программе Mustang.WIN.

Составим таблицу, сравнив предельное время отключения линий до изменения схемы и после:

Таблица 1 – Предельное время отключения линий

№ линии	№ параллельности	Предельное время отключения, сек
5 - 2	-	0,414
5 - 11	1	0,417
5 - 11	2	0,417
11 - 2	1	0,426
11 - 2	2	0,426

Из таблицы видно, что предельное время отключения увеличилось, так как в случае КЗ отключается не вся цепь, а только поврежденный участок. Это уменьшает сопротивление электропередачи и увеличивает предельную передаваемую мощность в последовательном режиме.

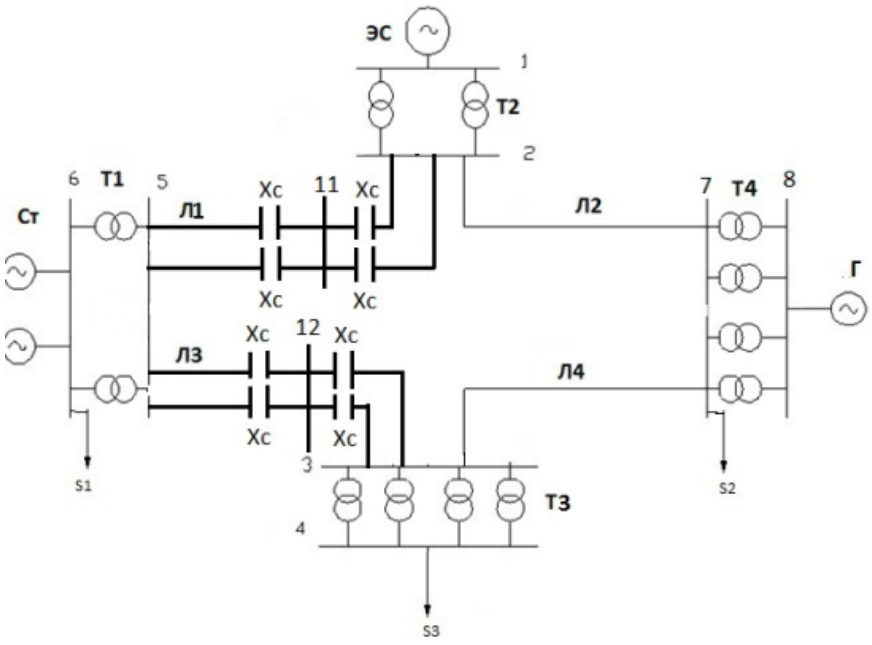

Рисунок 2 – Схема сети с конденсаторными батареями

В линии, отходящие от станции, последовательно включим устройства продольной емкостной компенсации, выполненных в виде конденсаторных батарей. При исследовании будем использовать схему с переключательными пунктами.

Теперь, на примере линий 5 - 11 и 11 - 2 рассмотрим влияние степени компенсации индуктивного сопротивления линии на предельное время отключения, путем изменения реактивного сопротивления линии от 1 до 0,35 от начального.

Исследовать будем одну ветвь двухцепной линии, так как результат исследования второй аналогичен.

Результаты исследования представлены на графике:

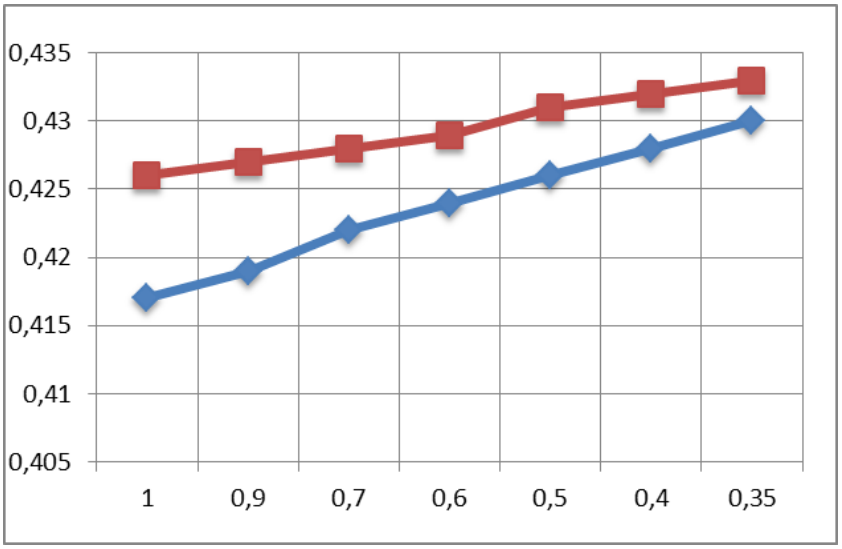

Рисунок 3 – Результаты исследования

Из графика видно, что с уменьшением индуктивного сопротивления линии предельное время отключения увеличивается. Это объясняется тем, что увеличение степени компенсации влечет за собой увеличение пропускной способности: чем выше степень компенсации, тем больше амплитуда характеристики мощности.

Литература

1.Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с.

2.Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Степура А.А.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Для передачи энергии и объединения энергосистем используются линии не только переменного, но и постоянного тока. Функциональная схема такой линии, осуществляющей связь между двумя электроэнергетическими системами, приведена на рисунке. В современных энергосистемах генерация электрической энергии, ее распределение и потребление осуществляются на переменном токе. Поэтому линии электропередачи постоянного тока используется лишь для транспорта электрической энергии из одной системы в другую.

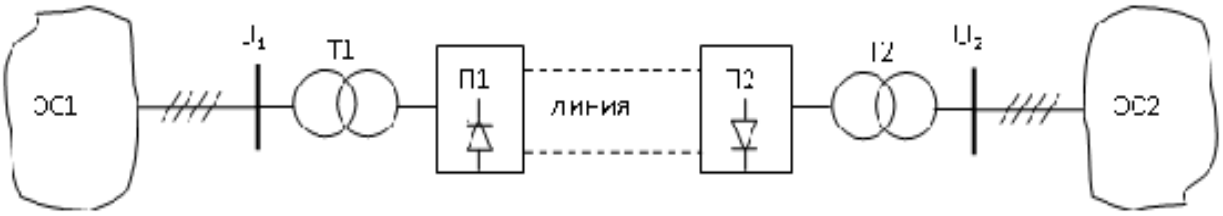

Рисунок 1 Функциональная схема линии электропередачи

Для осуществления передачи электрической энергии постоянным током энергию переменного тока, вырабатываемую генераторами передающей системы, преобразуют в энергию постоянного тока. В таком виде энергия, передаваемая по линии, на приемном конце которой она вновь преобразуется в энергию переменного тока и передается в приемную энергосистему.

Преобразование электрической энергии осуществляется с помощью преобразователей П1 и П2, расположенных по концам передачи и подключенных к передающей и приемной системам. Один из этих преобразователей являемся выпрямителем, другой - инвертором. В качестве преобразователей для электропередач постоянного тока в настоящее время применяют статические управляемые вентильные преобразователи, обладающие свойством реверсивности. При изменении направления передачи мощности от ЭС2 к ЭС1 П2 становится выпрямителем, а П1 - инвертором.

Смоделируем вставку постоянного тока в узле 3 в нагрузочном режиме как нагрузку, а в генераторном режиме генератором. Будем изменять мощность вставки от (1,0 до -1,0)*P* генератора с шагом (0,5*P*), так как реактивная мощность вставки практически равна 0.

Вставка как нагрузка в режиме без АРВ:

А) 400 МВт

Предельная передаваемая мощность незначительно снизилась с 216 до 213 МВт. *P*0 для этого случая равно также 170 МВт.

$$К_р = \frac{P_{пр} - P_0}{P_0} = \frac{213 - 170}{170} = 0{,}25 > К_{рн}(0{,}2)$$

Условие выполнено, надежность и устойчивость работы системы соблюдается, однако она несколько ухудшилась, по сравнению с режимом без АРВ и вставки $(К_р\ 0{,}25 < 0{,}27)$.

Б) 200 МВт

Предельная передаваемая мощность 215 МВт.

$$К_р = \frac{P_{пр} - P_0}{P_0} = \frac{215 - 170}{170} = 0{,}26 > К_{рн}(0{,}2)$$

Вывод: в режиме без АРВ при моделировании вставки как нагрузки устойчивость не изменяется.

В) 0 МВт – устойчивость осталась та же.

Вставка как нагрузка в режиме с АРВ:

А) 400 МВт

Предельная передаваемая мощность увеличилась с 994 МВт до 1120 МВт. Это связано с тем, что в исследуемой мной энергосистеме генерируется значительно больше мощности, чем потребляется (генерация примерно в 2,3 раза больше нагрузки). Поэтому избыточная мощность потребляется вставкой постоянного тока.

$$К_р = \frac{P_{пр} - P_0}{P_0} = \frac{1120 - 400}{400} = 1{,}8 > К_{рн}(0{,}2)$$

Кр возросло с 1,49 до 1,8.

Б) 200 МВт

$$К_р = \frac{P_{пр} - P_0}{P_0} = \frac{1117 - 400}{400} = 1{,}79 > К_{рн}(0{,}2)$$

В режиме генераторов станции без АРВ ни при *P* вставки 200 МВт, ни при 400 МВт устойчивость генераторов не изменилась. *P*max 216 МВт, *P*0 = 170 МВт.

В режиме с АРВ *P*max = 954 МВт при Р вставки 400 МВт и *P*max = 980 МВт при *P* вставки 200 МВт.

$К_{р400} = \frac{P_{пр}-P_0}{P_0} = \frac{954-400}{400} = 1{,}39 > К_{рн}(0{,}2)$, без вставки 1,49.

$К_{р200} = \frac{P_{пр}-P_0}{P_0} = \frac{980-400}{400} = 1{,}45 > К_{рн}(0{,}2)$, без вставки 1,49.

Вывод: в режиме вставки как генератора, статическая устойчивость генераторов станции с АРВ ухудшается. В режиме вставки как нагрузки наоборот, увеличивается. Устойчивость генераторов без АРВ практически не меняется при наличии вставки в узле 3.Следовательно, вставку постоянного тока лучше использовать как потребитель мощности.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с

2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Семашко В.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Для улучшения устойчивой работы станций в аварийных и послеаварийных режимах применяется отключение части синхронных машин (генераторов).

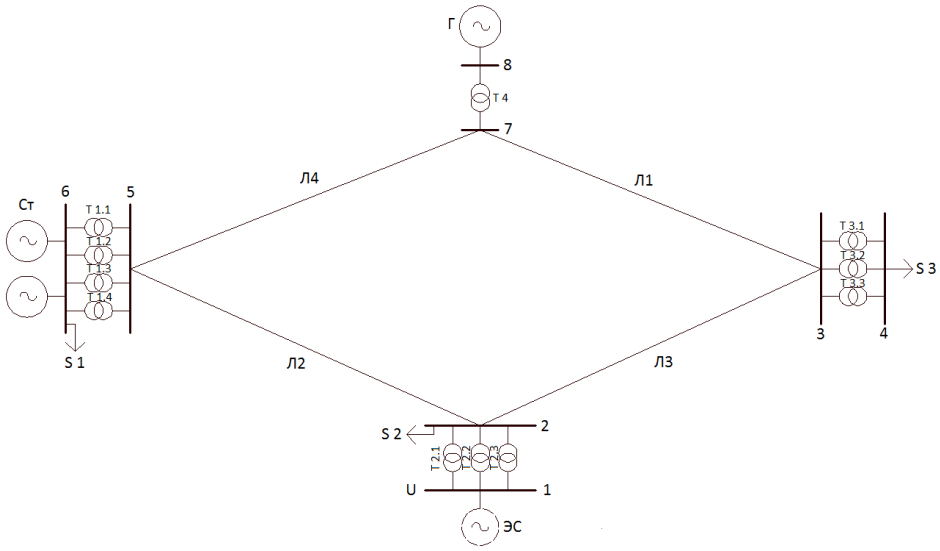

Рисунок 1 Схема исследуемой сети

Для оценки устойчивости изобразим угловую характеристику для нормального, аварийного и послеаварийного режима работы системы при этом критерием устойчивости будет соотношение площадок ускорения и торможения f_y и $f_т$ соответственно.

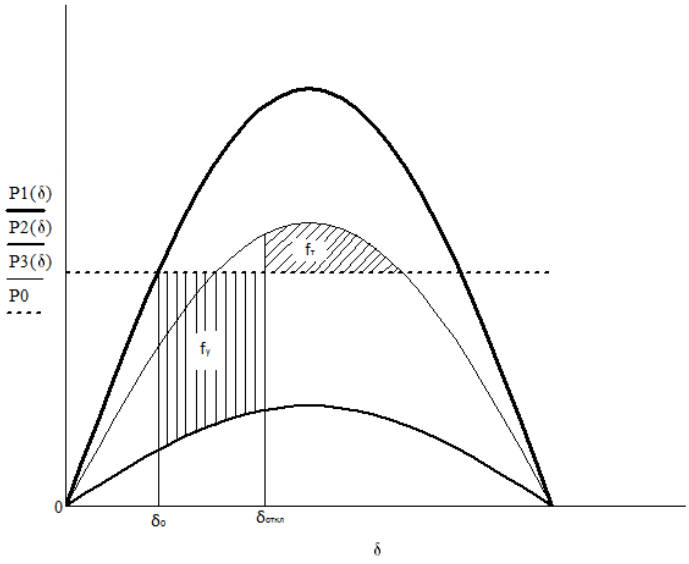

Рисунок 2 Угловая характеристика при аварийном режиме

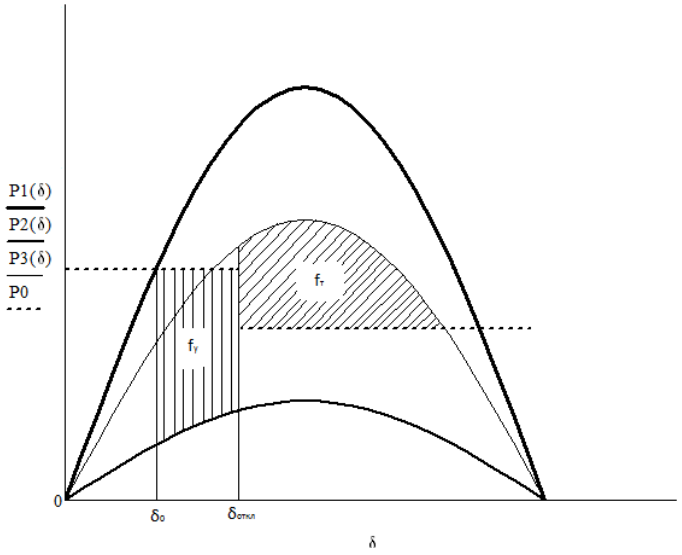

Рисунок 3 Угловая характеристика при отключенном генераторе

По рисунку 2 видно, что система не устойчива. Отключив один из генераторов в момент короткого замыкания, получим угловую характеристику на рисунке 3, при этом механическая мощность составит $P_{\text{мех}}^{\text{откл}} = P_0 \frac{n-m}{n}$, где n – общее число работающих генераторов, m – число отключенных генераторов; также изменится площадка ускорения $f_y = f_{y0} \frac{n-m}{n}$. При отключении генератора система становится устойчивой.

Целью данного исследования был анализ влияния отключения генераторов на устойчивость станции в аварийных и послеаварийных режимах. Для расчетов использовалась схема энергосистемы изображенная на рисунке 1, в которой моделировалось трехфазное короткое замыкание в узлах 2, 3, 5 и 7.

Расчеты проводились по программе MUSTANG. Полученные результаты сведены в таблицу:

Таблица 1 – Результаты расчетов

Номер узла, в котором произошло короткое замыкание	Предельное время отключения короткого замыкания, с		Прирост времени	
	Без отключения генератора	С отключением генератора	с	%
2	0,447	0,462	0,015	3,36
3	-	-	-	-
5	0,447	0,461	0,014	3,13
7	-	-	-	-

При коротком замыкании в узлах 7 и 3 станция Ст не теряет устойчивость.

Выводы: по результатам расчетов динамической устойчивости станции с одним отключенным генератором можно судить об эффективности отключения генератора в момент отключения короткого замыкания, при коротком замыкании в узле 2 придельное время отключения увеличилось на 0,015 секунды, а при коротком замыкании в узле 5 на 0,014 секунды. Увеличение предельного времени отключения короткого замыкания, а следовательно и увеличение устойчивости станции не значительно, при этом необходимо

учитывать, что при отключении генератора в системе может возникнуть небаланс мощностей, а следовательно и уменьшение частоты, в этом случае потребуется увеличить генерацию мощности на других станциях, либо применять АЧР, следовательно отключение генераторов от энергосистемы, как мера улучшения устойчивости системы, хоть и возможна, но прибегать к ней следует, в крайнем случае.

Литература

3. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с

4. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВВОДА РЕЗЕРВА НА УСТОЙЧИВОСТЬ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИИ

Скок А.И.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Была поставлена задача - исследовать влияние автоматического ввода резерва (АВР) на устойчивость генератора.

В качестве методики оценки влияния ввода резерва на предельное время отключения примем следующее: моделируем возмущение на стороне высокого напряжения в виде трехфазного короткого замыкания (КЗ) на линии Л4 (рис.1) при отключенной линии Л1 (выведенной в резерв). Определенное в этом режиме предельное время отключения принимаем за исходное, то есть, значение с которым будут сравниваться последующие результаты.

Следующим шагом устанавливаем автоматику на включение линии Л1 после исчезновения КЗ с выдержкой времени Δt , характеризующей быстродействие АВР. Время срабатывания АВР изменяем в диапазоне от 0 до 2 секунд, что обусловлено использованием разных типов АВР. После чего проводим аналогичные расчеты с резервируемой линией Л2.

Расчет проводили на ЭВМ с использованием программы MUSTANG 2000.

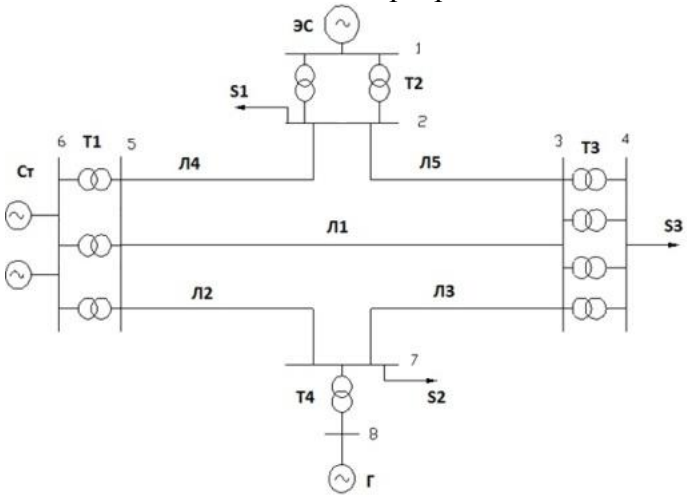

Рисунок 1 - Принципиальная схема исследуемой системы

Результаты расчетов удобно представить в виде таблицы:

Таблица 1 – результаты расчётов

Резервируемая линия	Без АВР	С АВР			
	$t^{пр}_{откл}$, с	$t^{пр}_{откл}$, с	Δt, с	Эффект, с	Эффект,%
Л1	0,143	0,222	0	0,079	55,2
		0,197	0,1	0,054	37,8
		0,152	0,5	0,009	6,3
		0,144	1	0,001	0,7
		0,143	2	0	0
Л2	0,209	0,226	0	0,017	8,1
		0,215	0,1	0,006	2,9
		0,209	0,5	0	0
		0,209	1	0	0
		0,209	2	0	0

Для оценки и анализа результатов построен график зависимости эффекта применения АВР от времени срабатывания АВР Δt .

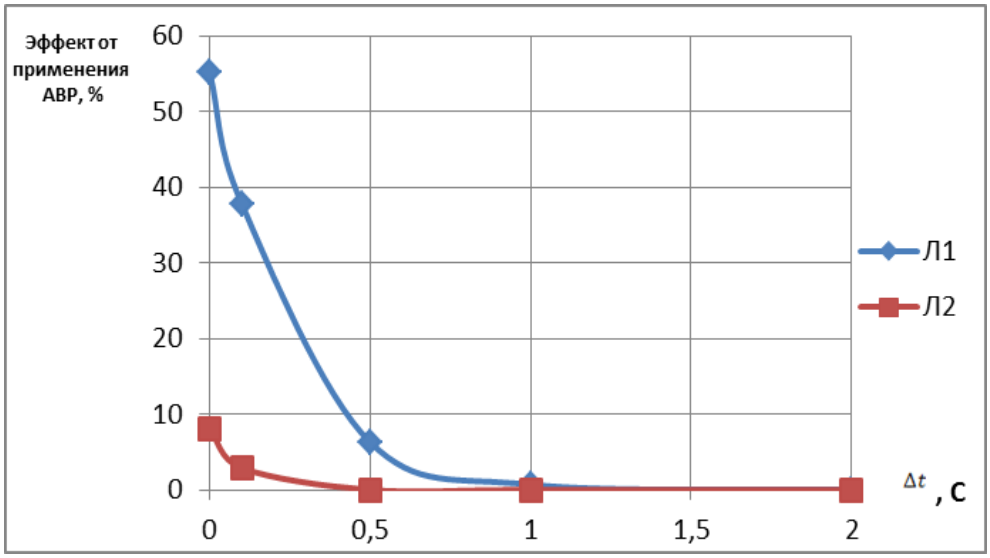

Рисунок 2. – График зависимости эффекта АВР

Таким образом, как видно из графика, эффективность, а следовательно и целесообразность применения АВР определяется главным образом его быстродействием. У различных типов АВР этот параметр отличается от нескольких миллисекунд до нескольких секунд. Наиболее привлекательным вариантом является применение тиристорных (электронных) АВР с быстродействием порядка 3мс.

В рассматриваемой системе практически не имеет смысла применение АВР с быстродействием > 0,5с.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Технoперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА НА ЕГО УСТОЙЧИВОСТЬ

Якушева Ю.С.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Была поставлена задача - исследовать влияние изменения постоянной механической инерции электрических машин.

В качестве методики оценки влияния постоянной инерции на предельное время отключения примем следующее: моделируем возмущение на шинах высокого напряжения в виде трехфазного короткого замыкания (КЗ) в узлах, удаленных на различное расстояние от исследуемого генератора. Следующим шагом изменяем постоянную инерции (M_j/T_j) генератора в диапазоне от 3 до 15 в о.е. Для каждой постоянной инерции находим время предельного отключения, т.е. максимальное время при котором устойчивость сохраняется. Строим зависимость предельного времени отключения от постоянной инерции. Переносим КЗ в следующий из выделенных узлов и повторяет расчеты. Расчет проводили на ЭВМ с использованием программы MUSTANG 2000.

Величина постоянной механической инерции численно равна промежутку времени, необходимому для изменения скорости машины от нуля до синхронной при постоянном вращающемся моменте, равном номинальному.

Влияние постоянной механической инерции на время отключения можно оценить, если рассмотреть режимы электрических машин при КЗ на их шинах.

Предельное время отключения КЗ для синхронных машин определяется по формуле:

$$t_{omk}^{np} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_j (\delta_{omk}^{np} - \delta_0)}{P_0}}$$

где T_j – постоянная механическая инерции;

δ_{omk}^{np} – предельный угол отключения короткого замыкания;

δ_0 – угол сдвига вектора ЭДС относительно вектора напряжения системы;

P_0 – мощность первичного двигателя (постоянная).

Из данного уравнения следует, что увеличение постоянной инерции увеличивает предельное время отключения КЗ t_{np}, в течение которого достигается предельный угол δ_{np}. При этом для повышения в n раз предельного времени отключения в установившимся режиме постоянную инерции синхронной машины необходимо увеличить в n^2 раз.

С использованием программы MUSTANG 2000 был производен расчет динамической устойчивости исследуемой системы в интервале времени от 0 с до 3 с при следующих возмущениях: в момент времени t = 0,2 с происходит КЗ в узле на шинах высшего напряжения и продолжается до некоторого момента времени с последующим отключением самой загруженной линии. Задача состоит в экспериментальном подборе времени, при котором система еще сохраняет устойчивость в данном режиме, для каждой постоянной инерции генераторов из исследуемого промежутка (3 – 15).

Полученные результаты расчетов сведены в таблицы. Изменения время предельного отключения от постоянной инерции для режимов с КЗ в узлах, удаленных на различное расстояние от исследуемого генератора, продемонстрированы с помощью зависимостей, которые в общем случае имеют следующий вид:

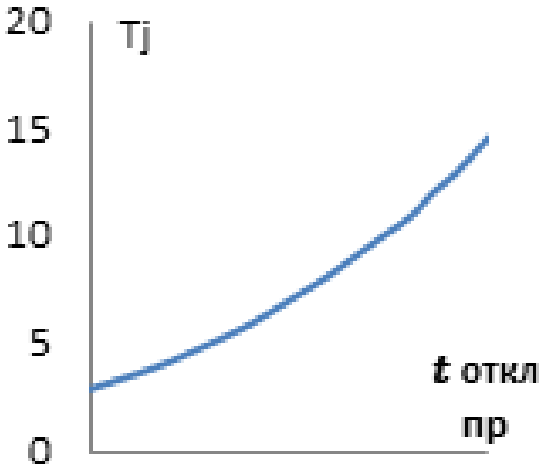

Рисунок 1 – Изменение времени предельного отключения от постоянной инерции

В результате проделанной работы была исследована зависимость предельного времени отключения от постоянной инерции генератора.

В результате расчетов определено предельное время отключения для различной постоянной механической инерции генератора при возмущениях в узлах, удаленных от исследуемого генератора на различные расстояния. Наглядно показано влияние изменения постоянной механической инерции на предельное время отключения.

В исследуемом диапазоне изменения постоянной механической инерции генератора (от 3 до 15) при КЗ в узле 2 предельное время отключения возросло на 23%, в узле 3 – на 14%, в узле 5 – на 31%, в узлу 7 – на 2%. Увеличение величины постоянной механической инерции увеличивает предельное время отключения, что в свою очередь повышает устойчивость исследуемой ЭЭС. По результатам серии расчетов видно, что наибольший эффект оказывает постоянная механическая инерции на устойчивость системы при КЗ на шинах вблизи исследуемого генератора.

Таким образом, на основе полученных результатов можно сделать вывод, что с увеличением постоянной инерции, увеличивается динамическая устойчивость системы.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с
2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СХЕМЫ СЕТИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СГ СТАНЦИИ

Суськова В.М.
Научный руководитель – старший преподаватель Филипчик Ю.Д.

Современное развитие энергетики, направленное на обеспечение бесперебойного снабжения электроэнергией всех отраслей экономики, базируется на основе создания мощных и разветвленных энергосистем, включающих в себя крупные электростанции, внутрисистемные и межсистемные связи в виде линий электропередач и широкую распределительную сеть.

Устойчивость параллельной работы линии электропередачи играет наиболее важную роль при передаче электрической энергии на далекие расстояния. Пропускная способность линии по условиям устойчивости растет пропорционально квадрату напряжения, а потому повышение напряжения электропередачи является одним из наиболее эффективных способов увеличения нагрузки на одну цепь, а тем самым и сокращения числа параллельных цепей.

В тех случаях, когда речь идет о передаче весьма больших мощностей порядка 1 млн. кВт и более на большие расстояния технически и экономически является нецелесообразным, то необходимо весьма значительное повышение напряжения. При этом, однако, значительно возрастают размеры оборудования, его вес и стоимость, а также трудности его изготовления и освоения. В связи с этим за последние годы разработаны мероприятия повышения пропускной способности линий передачи, которые были бы недороги и в тоже время достаточно эффективны.

Основным способом повышения устойчивости является увеличение предела передаваемой мощности. Этого можно достичь повышением ЭДС генераторов, напряжения на шинах нагрузки или уменьшением индуктивного сопротивления линии.

Для систем электропередачи большой протяженности параметры линий являются определяющими в обеспечении устойчивости всей электропередачи. Применение АРВ СД на генераторах электростанций ещё больше повысило влияние линий на условие устойчивости, так как в этом случае предельно передаваемая мощность определяется выражением

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{г}} U}{x_{\text{т}} + x_{\text{л}}}.$$

Поскольку индуктивное сопротивление ($x_{\text{л}}$) возрастает с увеличением длины линии ($x_{\text{л}} = x_0 \cdot l$), то значение предельной по условиям статической устойчивости передаваемой мощности существенно уменьшается. Стоимость же линий с увеличением длины, наоборот, увеличивается и относительно быстро достигает экономического предела дальности электропередачи. Поэтому проблема устойчивости является одним из основных факторов, ограничивающих дальность передачи энергии переменным током. Это заставляет уделять особое внимание средствам повышения устойчивости систем электропередачи большой протяженности.

Наиболее простым и технически доступным является увеличение числа проводов в расщепленной фазе. При этом уменьшается напряженность поля на составляющих расщепленных фаз, что позволяет увеличивать шаг расщепления. Это в свою очередь ведет к снижению индуктивного и волнового сопротивлений и, следовательно, к повышению пропускной способности. Особенно эффективно расщепление фазы на 2 и 3 провода; дальнейшее расщепление не приводит к значительному снижению индуктивного сопротивления линий. Следует иметь в виду, что расщепление проводов применяется не только для повышения устойчивости, а главным образом направлено на снижение короны.

В настоящее время выполняются исследования и проектные работы по использованию сверхпроводящих, управляемых и настроенных линий электропередачи, имеющих повышенную пропускную способность по условиям устойчивости.

В данной работе было проведено исследование влияния параметров схемы сети, в частности индуктивного сопротивления линий, на устойчивость системы. Была произведена серия расчетов динамической устойчивости, в процессе которых было найдено предельное время отключения для каждого из случаев изменения долей реактивного сопротивления трех подходящих к станции линий в отдельности, а также одновременного изменения этого параметра во всех трех линиях на одни и те же доли. Результаты расчетов отображены в виде графиков на рис. 1.

Исследование показало, что наибольшее значение предельного времени отключения достигается при снижении реактивного сопротивления линии Л1 до 0,3 от начального – 0,292 с (в сравнении с начальным режимом при работе всех линий с сопротивлением 1,0 – 0,269 с). При этом особенно резкое увеличение предельного времени отключения для этой линии наблюдается при снижении реактивного сопротивления до 0,5 и ниже от начального.

Анализ расчетов для линии Л2 показывает, что существенного влияния на величину предельного времени отключения снижение индуктивного сопротивления, даже до нижней исследуемой границы 0,3, не оказывает.

Для линии Л4 некоторое влияние оказывает снижение реактивного сопротивления до 0,7 и ниже, предельное время отключения в нижней точке – 0, 273 с.

Зависимость предельного отключения от части начального реактивного сопротивления для изменения величин всех трех линий синхронно имеет прямолинейный вид, демонстрируя постепенное увеличение предельного времени отключения с уменьшением реактивных сопротивлений линий. Наибольшее предельное время отключения практически равно аналогичному значению для линии 1 – 0,29 с.

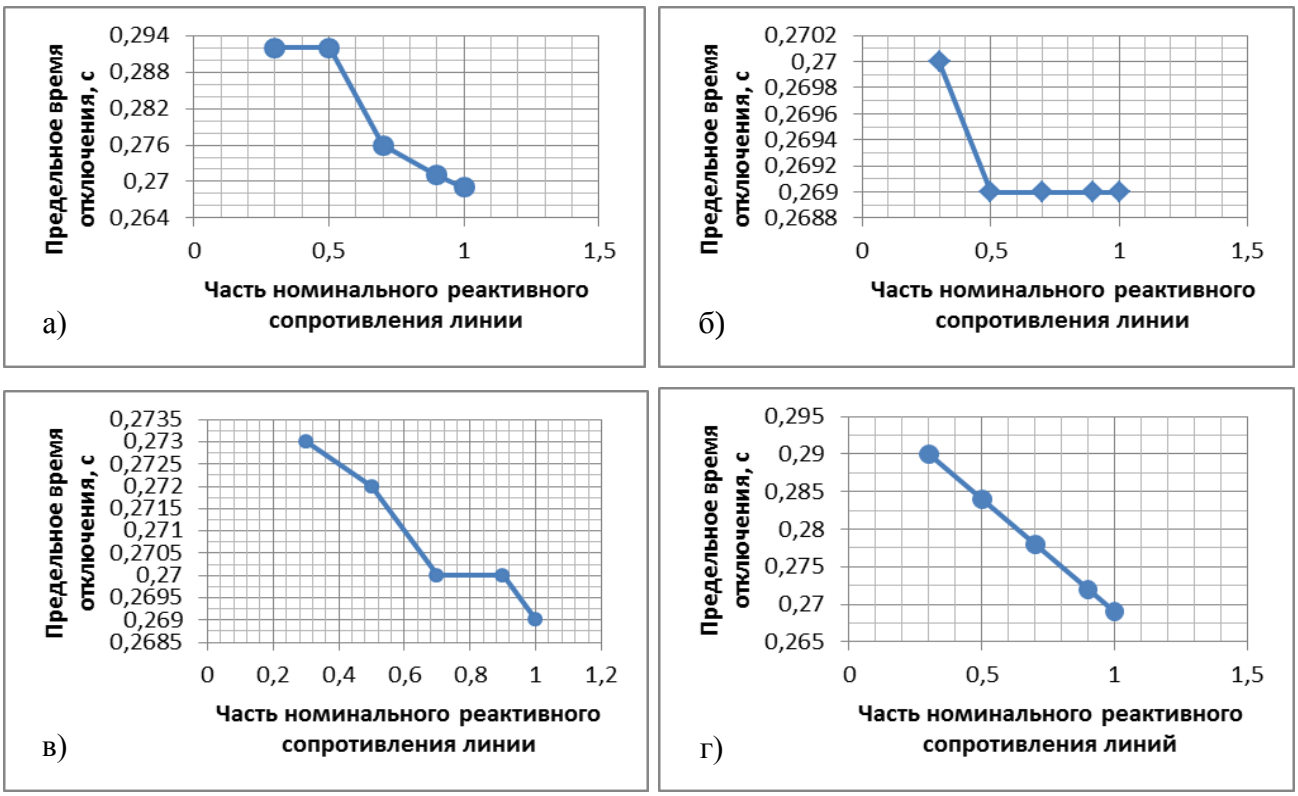

Рисунок 1. Зависимость предельного отключения от части начального реактивного сопротивления: а – для линии Л1; б – для линии Л2; в – для линии Л3; г – при одновременном изменении параметров всех трех линий

Зависимость времени от реактивного сопротивления убывающая, предельное время отключения постепенно увеличивается при уменьшении доли реактивного сопротивления линий (рис. 1, г).

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что влияние снижения реактивного сопротивления на увеличение предельного времени отключения и, как следствие, повышение динамической устойчивости, не так однозначно, поскольку для линии Л2 оно практически не дало результатов; однако в целом можно говорить о некотором повышении динамической устойчивости вследствие снижения реактивного сопротивления линий как меры увеличения предельной передаваемой мощности.

Литература

1. Калентионок Е.В. Устойчивость электроэнергетических систем. Минск: Техноперспектива, 2008. - 375 с

2. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М., Энергия, 1979. - 456 с.

УДК 621.311

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВТОРОЙ КАТЕГОРИИ

Баранова Д.В.
Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Уровень надежности как показатель схемы электроснабжения потребителей второй категории может быть оценен в количественном выражении. В качестве такого критерия примем коэффициент неготовности схемы нести нагрузку из-за внезапных отказов ее элементов. Для исследования выбираем схему городской распределительной электрической сети для электроснабжения потребителей второй категории, которая является частью схемы электрических соединений жилого микрорайона Лошица (г. Минск).

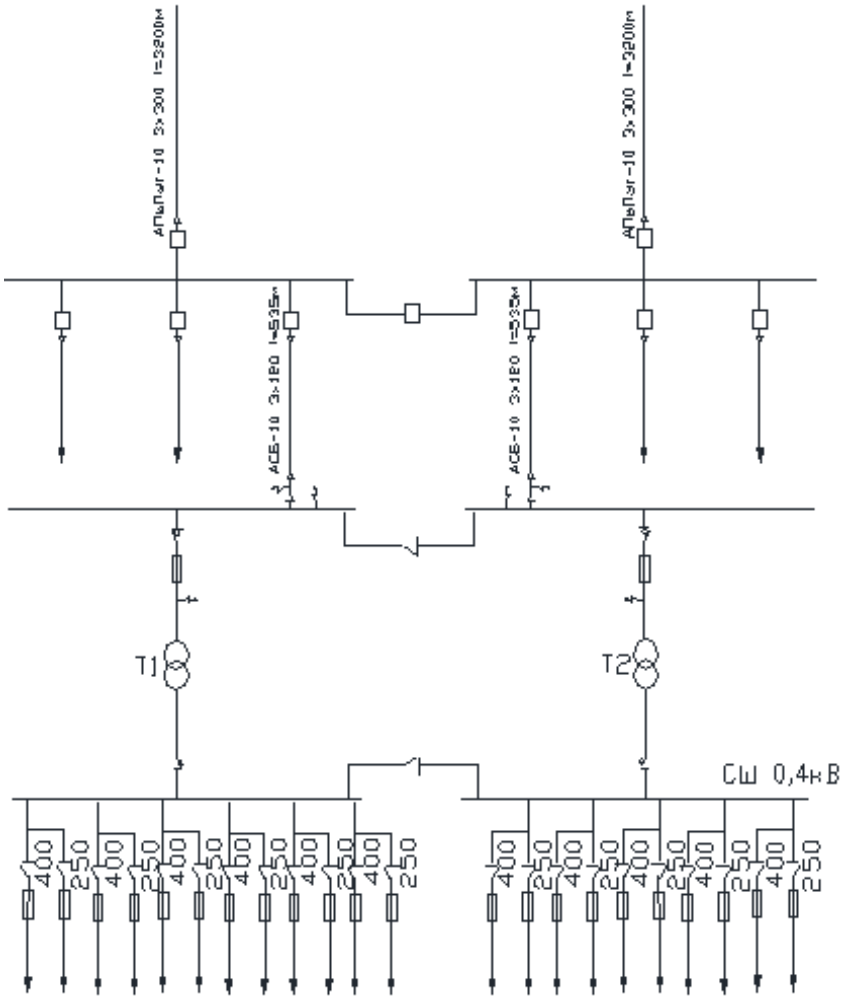

Рисунок 1 Схема электроснабжения городской сети

Для автоматизации процесса анализа схемы используем программу REISS. Реализованная в программе модель анализа позволяет вычислить частоты λ и длительности Т погашений потребителей в нормальном режиме и в режимах аварийного и рабочего электроснабжения с учетом простоя и повреждения оборудования систем резервного и рабочего электроснабжения, возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты (РЗ) и коммутационной аппаратуры (КА) при отключении КЗ, отказов в срабатывании АВР. В общем виде показатели надежности:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k) \qquad T = \frac{1}{\lambda} \sum_{k} T(k)\lambda(k)$$

$T(k)$ и $\lambda(k)$ – длительность и частота смоделированных аварий *k*-го вида

$$\lambda(k) = q(k,j)\lambda(k,m)\,min\left\{\frac{t(k,j)}{2}; t(k,m); t_{o.n.}\right\}\prod_{s} Q(k,s)$$

$q(k,j)$ – относительная длительность ремонтного простоя *j*-го элемента, о.е.; $\lambda(k,m)$ – частота повреждения *m*-го элемента схемы, 1/год; $t(k,m)$ и $t(k,j)$– длительность послеаварийного восстановления *m*-го и *j*-го элементов схемы, ч: $t_{o.n.}$ – время оперативных переключений, ч.

$K_н = t\lambda/8760$ - коэффициент неготовности потребителей.

Таблица 1. Показатели надежности элементов городской электрической сети

Элемент	Ном. напряжение $U_н$, кВ	λ_i, 1/год	$t_в$, ч/отказ	$\lambda_{пл}$, 1/год	$t_{пл}$, ч/откл.
Масляные выключатели	6 - 10	0,01500	9,0	0,140	6,8
Вакуумные выключатели	10	0,00400	8,0	0,200	15,4
Силовые трансформаторы	6 - 10	0,01400	42,0	0,250	6,0
Кабельные линии на 1 км	6 - 10	0,00500	4,4	1,000	2,0
Сборные шины	6 - 10	0,09000	2,0	0,498	15,0
	0,38	0,00200	0,9	0,498	15,0
Предохранители	6 - 10	0,02000	2,0	0,166	4,0
Автоматические выключатели	0,38	0,00130	1,3	0	0
Рубильники	0,38	0,00005	2,0	0,166	1,8

Все перечисленные элементы схемы разделяются на ветви и узлы, где ветвями являются КА, а узлами – остальные элементы схемы. Далее составляется матрица связей узлов и ветвей схемы, для чего для каждой ветви в порядке увеличения их номеров записываются номера двух примыкающих узлов. При составлении матрицы связей никакие два узла не могут соединяться друг с другом непосредственно, без КА, и наоборот, никакие два КА не могут следовать друг за другом непосредственно без узла. При этом для ветвей, соответствующих автоматическим вводам резервного питания, следует соблюдать последовательность записи узлов: от узла, подводящего резервное питание, к потребляющему узлу.

В результате оказалось, что наиболее удаленная система шин (12) имеет наибольший коэффициент неготовности, который, к примеру, в 1,18 раз больше соответствующего коэффициента для потребителей, получающих электроэнергию от системы шин 3. Кроме того, наибольшую длительность перерыва электроснабжения при всех возможных вариантах событий вызывает выход из строя разъединителей и трансформаторов, связанных с питанием рассматриваемой точки сети. Время послеаварийного восстановления последних велико, чем можно объяснить тяжелые последствия для потребителей при выходе из строя питающих их

трансформаторов. Наиболее уязвимыми элементами схемы могли оказаться кабельные линии, однако, в силу их небольшой длины они обладают даже лучшими характеристиками надежности, чем системы сборных шин схемы. При сравнении схем сети с установленными в ней поочередно маломасляными и вакуумными выключателями получаем:

Таблица 2. Сравнительный анализ маломасляных и вакуумных выключателей

Тип выключателей	Шины	λ, 1/год	Т, ч	$К_{НГ,}$ о.е.
Маломасляные	11	.9366E-01	.1978E+01	.2148E-04
	12	.3147E+00	.2943E+01	.1076E-03
Вакуумные	11	.9350E-01	.1954E+01	.2085E-04
	12	.3139E+00	.2918E+01	.1046E-03

Таким образом, применение вакуумных выключателей позволяет снизить коэффициент неготовности в (1,028 - 1,030) раза, т.е. несущественно. Это можно объяснить учетом надежности работы АВР на распределительном пункте 10 кВ.

В целом, надежность электроснабжения потребителей в рассмотренный схеме имеет стабильные высокие показатели при развития различных сценариев аварийных ситуаций, благодаря наличию автоматического ввода резервного питания, а также применению автоматических отключающих аппаратов и работе городской сети в разомкнутом режиме. В исследовании рассматривались только показатели надежности схемы сети для различных потребителей, получающих питание по данной схеме, и не были учтены такие критерии, как минимум токов замыкания на землю или минимум приведенных затрат.

Литература

1. Дуров В.В. Исследование надежности устройств автоматического регулирования и электроснабжения пассажирских вагонов. Диссертация на соискание учен,степени канд.техн.наук. Ростов-на-Дону, 1974. - 229 л.

2. Жаров Ю.С. Исследование надежности работы электрических сетей 20 кВ. Автореф. дкcс. на соискание учен.степени канд.техн. наук (275). Рига: Ред. - изд. отдел РПИ, 1972, - 24 с.

3. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности. М.: Советское радио, 1975. - 471 с.

КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 КВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ СНИЖЕНИЮ

Супруненко А.М., Попкова Н.А.
Научный руководитель – ассистент Секацкий Д.А.

Фактические потери, т.е. разница между отпущенной в сеть и оплаченной электроэнергией, укрупнено имеют четыре составляющие: технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей; потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (недоучет); расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и плавку гололеда, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и линий электропередач и жизнедеятельности обслуживающего персонала; коммерческие потери, не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих, представляющих собой технологические потери.

В общем случае составляющие коммерческих потерь электроэнергии предлагается объединить в три группы, обусловленные:

Погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям;

Задолженностью к оплате за потребленную электроэнергию.

Хищение электроэнергии.

Способы хищения электроэнергии

Потери от хищения электроэнергии связаны с незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и т.д. Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь.

С учетом классификатора их можно разделить на 2 группы:

Расчетные. Занижение фактического расхода электроэнергии за счет расчетных коэффициентов, занижение расчетных потерь активной мощности в абонентских трансформациях, недобросовестное использование ступенчатых тарифов, использование ограничений счетного механизма электросчетчика.

Конструкционно-технологические. К ним относятся те способы, которые предусматривают умышленное несанкционированное вмешательство непосредственно в процесс электроснабжения с целью изменения его технологической схемы или любое воздействие на приборы учета с целью искажения показаний или нарушения их работоспособности. Это:

Механические

1. Электромагнитные

2. Схемные

Рассмотрим расчетные способы хищения.

Занижение фактического расхода электроэнергии может иметь место в

том случае, если счетчик электроэнергии подключен к линии электроснабжения через измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) и имеет внутренний расчетный коэффициент для вычисления потребления электрической энергии. В общем случае фактический расход электроэнергии W равен произведению разницы показаний счетчика активной энергии ($П_1$ - $П_2$) на расчетный коэффициент счетчика $K_{расч}$ и на коэффициенты трансформации измерительных ТТ K_I и ТН K_U

$$W = K_{р.сч.} K_I K_U (П_1 - П_2),\ кВт \cdot ч$$

Уменьшая значение каждого из сомножителей в приведенной формуле, можно существенно занизить данные о фактическом потреблении электроэнергии. Значение расчетного коэффициента счетчика $K_{pcн}$ определяется его параметрами (постоянной счетчика, передаточным числом счетчика и коэффициентом счетчика).

Занижение расчетных потерь активной мощности имеет место при выполнении потребителем самостоятельного снятия показаний счетчика без контроля снабжающей организации. Потребитель умышленно занижает значения часов работы трансформатора под нагрузкой.

Недобросовестное использование ступенчатых тарифов.

Ступенчатые тарифы предполагают увеличение стоимости электроэнергии с увеличением уровня ее потребления. При этом потребителям предоставляется возможность оплачивать электроэнергию не ежемесячно, а выборочно (по соответствующей ставке) сразу за несколько месяцев. Недобросовестный потребитель может оплачивать по минимальной ставке электроэнергию, в действительности потребленную во время действия более высокого тарифа.

Использование ограничений счетного механизма счетчиков электроэнергии

возможно, если установленный у потребителя счетчик имеет ограниченное число счетных разрядов, например 4. При постоянном, интенсивном потреблении электроэнергии бытовыми и мелкомоторными потребителями возможно переполнение счетного механизма и его циклическая работа уже через 3 месяца. Это делает невозможным установить истинное потребление электроэнергии.

Рассмотрим конструкционно-технологические способы хищения.

Механические. Механическое воздействия на счетный механизм с целью его повреждения или изменения условий работы, например выкусывание зубцов счетного механизма, механическое торможение диска счетного механизма: этот вариант может иметь разновидности:

в боковой поверхности, счетчика сверлом малого диаметра высверливают отверстие, затем вставляют тонкую проволку так, чтобы она, касаясь диска, тормозила его. Затем отверстие замазывают мастикой или пластилином в один цвет с корпусом счетчика.

или более интересный и творческий вариант, который имел место в сетях Израиля: при наружной установке электросчетчиков в щелку его корпуса капали немного сиропа, на который сползались муравьи и тормозили вращение диска.

изменение угла наклона счетчиков электроэнергии с целью изменения его погрешности измерения.

Электромагнитные способы хищения предполагают умышленное воздействие на приборы внешним магнитным полем, а так же создание тока нагрузки, имеющего постоянную или высокочастотную составляющие, инверсную фазу и др. При этом в приборе учета создается тормозящий электромагнитный момент, либо электромагнитное поле обратного вращения (для индукционных счетчиков), ухудшается класс точности прибора, вследствие нарушения циклов намагничивания измерительных ТТ и другие явления, вызывающие недоучет, потребляемой электроэнергии, остановок счетного механизма, или же - реверсивную работу («отмотку») счетного механизма, если в его конструкции отсутствует стопор.

Наиболее простые и распространены следующие способы:

прикладывание к электросчетчику постоянного магнита или специально изготовленного соленоида.

использование автотрансформатора мощностью 150 – 200 Вт с напряжением на вторичной обмотке от 3 до 15 В, регулируемого ступенчато или плавно и включаемого по схеме, показанной на Рис.1 или на Рис.2 . Регулировкой выходного напряжения автотрансформатора в токовую обмотку подают ток, больший по величине, чем потребляемый и противоположный ему по направлению. В индукционных счетчиках

электроэнергии при отсутствии специального стопора диск счетного механизма начинает вращаться в обратную сторону.

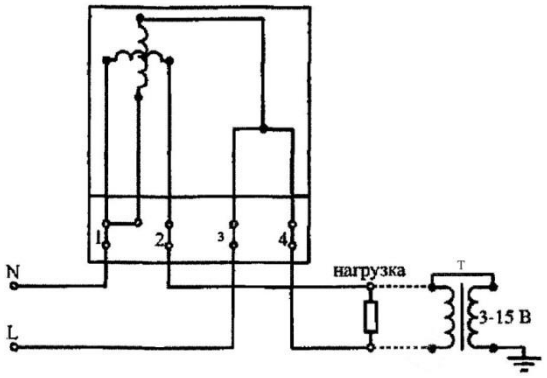

Рисунок 1

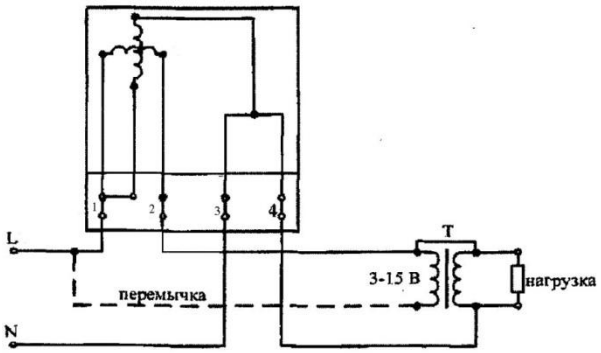

Рисунок 2

подключение к прибору учета специально сконструированных схем, генерирующих высокочастотные гармонические тока и напряжения, например, с использованием заряженного конденсатора, включаемого в противофазу, как показано на рис.3 и др.

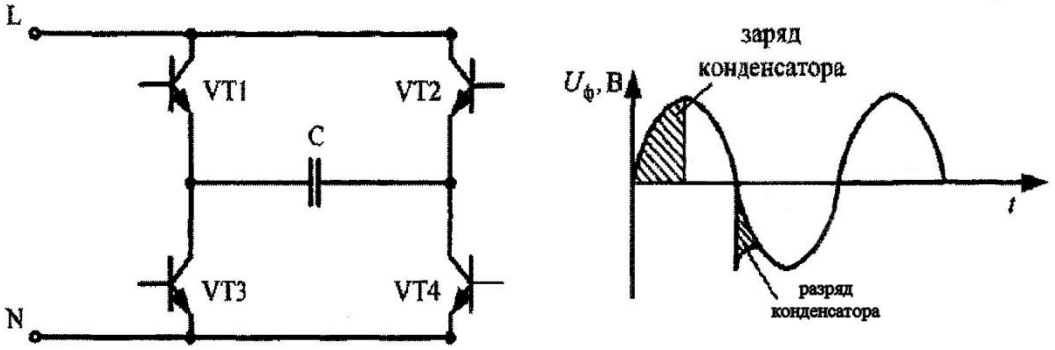

Рисунок 3

Схемные способы хищения электроэнергии предполагают умышленное изменение схемы подключения приборов учета. Одним из самых распространенных вариантов схемного способа хищения электроэнергии является подключение всей нагрузки или основной ее части до (в обход) прибора учета. Относительная легкость реализации данного способа хищения электроэнергии обеспечивается физической доступностью линий электроснабжения для несанкционированного подключения со стороны потребителя. Для того, чтобы работающее электрооборудование не было обнаружено при отключении автоматов защиты нагрузки на приборе учета, это оборудование подключают через скрытно установленный пускатель по схеме, показанной на рис. 4.

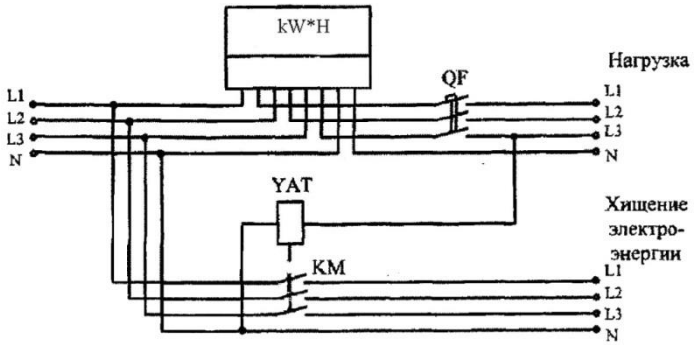

Рисунок 4

Другой вариант включения нагрузки в обход прибора учета предполагает использование вместо нулевого рабочего проводника проводник защитного заземления или любую доступную потребителю заземленную металлическую конструкцию (трубы

водопровода и теплоснабжения, строительные металлоконструкции зданий и др.). Нулевой проводник обламывается без повреждения изоляции до прибора учета или отсоединяется от входных клемм прибора учета, например, на вводном коммутационном аппарате в электрическом щитке (рис. 5). В результате в счетчике создается небаланс токов в фазном и нулевом проводниках, что приводит к не учету электроэнергии, потребляемой нагрузкой, если последнюю включить между фазным проводом и заземленным проводником даже после прибора учета.

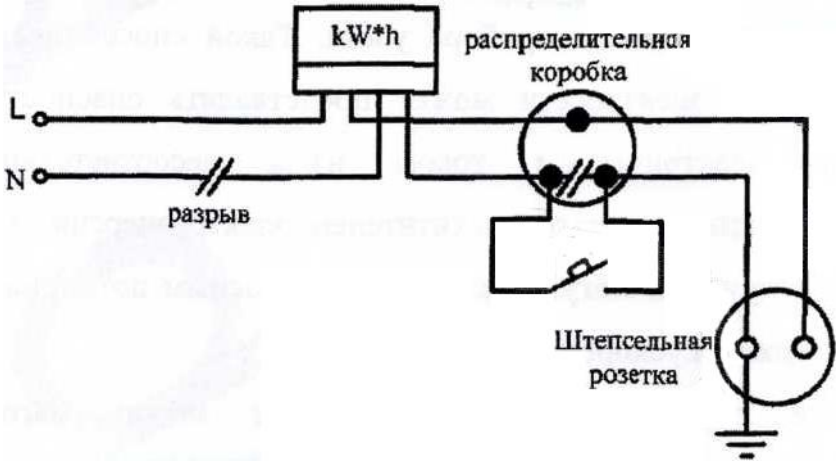

Рисунок 5

Также может быть произведена переполюсовка фазы и нуля на контактах коммутационного аппарата (доступного потребителю во многих случаях), находящегося до счетчика электроэнергии, с последующим заземлением нулевого проводника на стороне нагрузки, либо с использованием любой заземленной металлоконструкции согласно схемы, показанной на рис. 6. Во многих электросчетчиках учет электроэнергии возможен только при условии его правильного включения, поэтому в такой схеме электроэнергия будет потребляться безучетно.

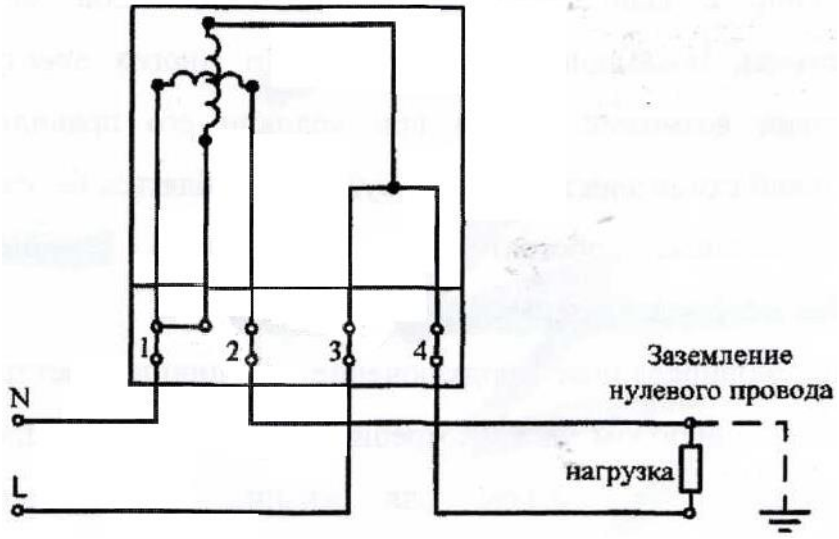

Рисунок 6

Изменение схем коммутации приборов учета, как правило, связано с механическим вмешательством в конструкционные элементы, опломбированные энергосбытовой организацией. Тем не менее, в силу несовершенства механизма пломбировки, имеются возможности доступа под закрытые пломбируемые конструктивы. Наиболее распространенным вариантом изменение схемы коммутации прибора учета в бытовом и мелкомоторном секторе является шунтирование токовой обмотки счетчика электроэнергии (рис. 7).

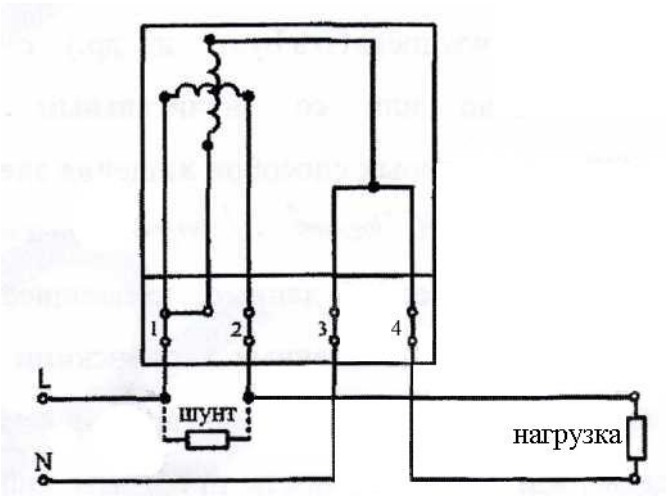

Рисунок 7

Для этого под опломбированную крышку, закрывающую клеммы счетчика, вводится токопроводящий щуп (в качестве которого может быть использована длинная монтажная отвертка), до плотного контакта с клеммой начала токовой обмотки. К щупу одним концом подключен проводник, другой конец которого подключается, например, к фазной клемме автомата нагрузки, установленного после электросчетчика. Таким образом, шунтируются клеммы начала и конца токовой обмотки, в результате чего ток нагрузки протекает мимо цепей учета. Этот вариант легко применим, когда крышка клемного отсека счетчика не плотно прилегает к корпусу, а длина пломбировочной нити позволяет проделать вышеописанные манипуляции без ее обрыва. Если энергосбытовой организацией проводится контрольная проверка, шунт заблаговременно удаляется. Обнаружить несанкционированное вмешательство такого рода практически невозможно, т.к. пломба на крышке клемного отсека остается цела.

Другие варианты изменения схемы коммутации цепей учета предполагают собой смену полярности включения обмоток, порядка их включения, подключение дополнительных элементов (например, конденсаторов), отключение цепей напряжения и др. с целью создания отрицательного, нулевого или пониженного вращающего момента (для индукционных счетчиков электроэнергии), однако при этом сохранить целостность пломбировки, как правило, не удается.

Как отмечалось ранее, наиболее популярным способом хищения электроэнергии являются всевозможные воздействия на счетчики, это объясняется доступностью отсчетного устройства для манипуляций (чаще всего счетчик стоят в квартире или частном доме), также несовершенством конструкции счётчиков старого образца.

Пик случаев хищения электроэнергии пришелся на период с 1999-2000 г. Тогда было ежегодно выявлено примерно 130-143 млн. кВт·ч неучтенной электроэнергии. В 2013 году данный показатель равнялся 110 млн. кВт·ч. Рост хищений имеет прямую связь с ростом тарифов на электроэнергию. Для снижения объема хищений по республике проводится совершенствование приборных учетов, выполняются технические мероприятия, которые ограничивают возможности хищения энергии:

замена голых провод на изолированные в населенных пунктах – невозможно сделать наброс на провода;

практикуется выносной учет электроэнергии, когда счетчик выноситься за пределы индивидуального жилого дома;

установка современных электронных приборов учета, которые высоко защищены от вмешательства извне и практически предотвращают хищение энергии.

На базе электронных приборов учета создаются автоматизированные системы контроля учета электропотребления, они позволяют сводить баланс электрической энергии как по конкретному объекту, например жилому дому, так и по району электрических сетей либо

всей республике в целом. Однако стоит заметить, что замена счетчиков достаточно затратное мероприятие. При строительстве новых объектов туда по умолчанию ставятся счетчики нового образца, а вот существующий жилой фонд обладает счетчиками старого образца, которые необходимо заменить. Всего приборный парк на 2014 год составлял около 5 млн. счетчиков электрической энергии, среди которых свыше 2,5 млн. штук – это индукционные счетчики с классом точности 2,5. В 2013 году было заменено 20666 индукционных счетчиков, в 2014 эта цифра стремилась к 70 000. Однако путем математических подсчетов можно заметить, что на полную замену всех счетчиков в стране при таких темпах понадобиться около 35 лет. Установка электронных счетчиков электроэнергии позволит свести к минимуму возможность ее без учётного потребления.

В настоящее время статьей 20.10 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях установлена ответственность за самовольное подключение приемников электрической или тепловой энергии, либо безучетное потребление такой энергии, либо повреждение расчетных приборов учета расхода такой энергии или нарушение схем их подключения, либо самовольный забор сетевой воды из систем теплоснабжения, а равно иные нарушения правил пользования электрической или тепловой энергией в виде штрафа в 5-кратном размере суммы причиненного ущерба.