

## ОЦЕНКА ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ

Ковалев А.П., Исбер Джордж Азиз, Чурсинов В.И., Якимшина В.В.  
 Донецкий национальный технический университет  
 yvs@stels.net

*Failures occur at concurrence in space and time of some casual events. The majority of large failures in power supply systems and at the enterprises can be attributed to chained. In work the formula for definition of frequency of occurrence of chained failures is offered. The example of calculation is resulted.*

**Введение.** Впервые в мире понятие живучести было сформулировано русским адмиралом Степаном Осиповичем Макаровым – это способность судна продолжать бой, имея повреждения в различных боевых частях [1].

В энергетике под живучестью понимается свойство объекта противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей [2].

Под живучестью узла нагрузки будем понимать способность его потребителей и их автоматических средств защиты противостоять возмущениям, которые могут привести к аварийному его отключению.

Автоматическое включение резерва (АВР) является одним из способов обеспечения живучести узла нагрузки. Восстановление электроснабжения узла нагрузки должно иметь место не только при повреждении основного источника питания или исчезновении напряжения на питающей стороне, но и в случаях, когда отключение источника питания происходит вследствие ложной или неселективной работы релейной защиты, самопроизвольного отключения выключателя, ошибочных действий персонала при проведении ремонтных или наладочных работ, а также при повреждении изоляции в цепях оперативного тока, приводящих к отключению выключателя.

Высокая технико-экономическая эффективность и простота схем АВР обусловили их широкое применение в энергосистемах и сетях промышленных предприятий.

Устройства АВР должны обеспечивать однократное действие, что необходимо для предотвращения многократного включения резервного питания на не устранившееся короткое замыкание (КЗ).

Включение резервного источника от АВР должно производиться только после отключения выключателя рабочего элемента со стороны шин потребителя для исключения подачи напряжения на поврежденный элемент. Поэтому обычно пуск АВР выполняется от вспомогательных контактов в приводе выключателя.

Для того, чтобы обеспечить действие АВР в тех случаях, когда напряжение на шинах у потребителя исчезло, а выключатель рабочего источника питания остался включенным, АВР должно дополняться защитой минимального напряжения, контролирующей наличие напряжения на шинах потребителя и действующей на отключение выключателя рабочего источника питания [3].

Живучесть электроэнергетической системы (ЭЭС) зависит от ее структуры, конфигурации, надежности электрооборудования, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также от квалификации обслуживающего персонала, запаса устойчивости, резерва активной мощности и т.д. [4].

При коротких замыканиях (КЗ) в элементе сети и отказе в срабатывании ряда защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток, наблюдаются, так называемые, цепочечные аварии [5].

Цепочечные аварии наблюдались в 25 ЭЭС и двух ОЭС бывшего СССР. За 5 лет было зафиксировано 75 цепочечных аварий. В 81% случаев цепочечные аварии происходили из-за повреждений в сети и отказов в функционировании ряда защитных коммутационных аппаратов [6]. На цепочечные аварии приходится 90% ущерба потребителям электрической энергии [7].

Под глубиной цепочной аварии понимается уровень расстройств функционирования установок энергосистемы при авариях и нарушениях в работе [6,7,8].

**Цель работы.** Оценить живучесть схемы электроснабжения промышленного предприятия.

**Результаты исследований.** Показателем живучести может служить частота появления системных цепочечных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения [7].

Формула для определения частоты появления цепочечных аварий, которые могут происходить при КЗ в защищаемом элементе сети и отказе в срабатывании ряда защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток, имеет вид [9]:

$$H = \frac{1}{2^m} \sum_{j=1}^n \lambda_j \prod_{i=1}^m \Theta_i^2 \lambda_{s,i}^2, \quad (1)$$

где  $\lambda_j$  – параметр потока независимых КЗ в  $j$ -том элементе сети;

$\lambda_{s,i}$  – параметр потока отказов в срабатывании  $i$ -того защитного коммутационного аппарата. Здесь индекс  $s$  указывает на то, что учитывается поток отказов в срабатывании  $i$ -того защитного коммутационного аппарата;

$\Theta_i$  – интервал времени между профилактическими осмотрами системы отключения  $i$ -того защитного коммутационного аппарата вместе с его релейной защитой или системы АВР;

$m$  – число защитных коммутационных аппаратов, через которые прошел сквозной аварийный ток, при этом действие их основной или резервной релейной защиты обязательно или число секционных коммутационных аппаратов с АВР, отказавших во включении;

$n$  – число единиц электрооборудования, получающих электроэнергию от данного узла нагрузки.

Формула (1) справедлива при выполнении условия: интервалы времени между появлениями КЗ в элементе сети и интервалы времени между отказами в срабатывании защитных коммутационных аппаратов не противоречат экспоненциальным функциям распределения вероятностей с параметрами соответственно  $\lambda_j$ ,  $\lambda_{s,i}$  и, кроме этого, соблюдается условие

$$\Theta_i \lambda_{s,i} < 0,1. \quad (2)$$

В том случае, если условие (2) не соблюдается, на кафедре электроснабжения промышленных предприятий и городов ДонНТУ разработаны математические модели в виде систем линейных дифференциальных уравнений. Они позволяют прогнозировать вероятность появления цепочечных (каскадных) аварий практически любой «глубины», которые наблюдаются в энергосистемах и сетях промышленных предприятий.

Разработан принцип построения схем замещения для оценки сложных аварийных ситуаций, а также методика сбора и обработки необходимой статистической информации.

При выводе формулы (1) были приняты следующие допущения: устройства защиты могут выходить из строя только тогда, когда они находятся в режиме ожидания. Если к моменту возникновения повреждения в сети, на которое должна реагировать релейная защита, она находилась в исправном состоянии, то маловероятно, чтобы защита вышла из строя, находясь в режиме тревоги [10,11].

Отказы в схемах РЗ и приводе выключателя выявляются и устраняются только в результате профилактических проверок. Предполагается, что проверки РЗ и привода выключателя абсолютно надежны.

Под отказом в срабатывании защитного коммутационного аппарата будем понимать тот из них, который приводит к отказу в отключении поврежденного элемента сети при КЗ в зоне действия его релейной защиты [12].

В том случае, если сроки профилактики систем отключения защитных коммутационных аппаратов будут одинаковы (т.е.  $\Theta_i = \Theta$ ,  $i = \overline{1, m}$ ), тогда формула (1) примет вид:

$$H = \frac{1}{2^m} \lambda_j \Theta^{2m} \prod_{i=1}^m \lambda_{s,i}^2, \quad (3)$$

Вероятность появления каскадной аварии  $Q(t)$  в течение времени  $t$  можно определить следующим образом:

$$Q(t) = 1 - e^{-H \cdot t}. \quad (4)$$

Если  $H \cdot t < 0,1$ , то  $Q(t) \cong H \cdot t$ .

**Пример 1.** Для схемы, представленной на рисунке 1 определить вероятность аварийного отключения секций шин I и II в течение года при КЗ в одном из элементов сети, получающих электроэнергию от секции шин I, т.е. вероятность появления цепочечной аварии.

Дано:  $\sum_{j=5}^{11} \lambda_j = 3$  1/год, где  $\lambda_j$  – параметр потока КЗ в  $j$ -том элементе сети, получающем электроэнергию

от секции I (рисунок 1);  $\lambda_{s,0} = \lambda_{s,1} = \lambda_{s,2} = \lambda_{s,3} = \lambda_{s,4} = \lambda_{s,12} = \lambda_{s,13} = \lambda_{s,14} = 0,098$  1/год – параметр потока отказов в срабатывании защитного коммутационного аппарата;  $\Theta = 1$  год – интервал времени между профилактическими осмотрами системы отключения защитного коммутационного аппарата вместе с устройством релейной защиты.



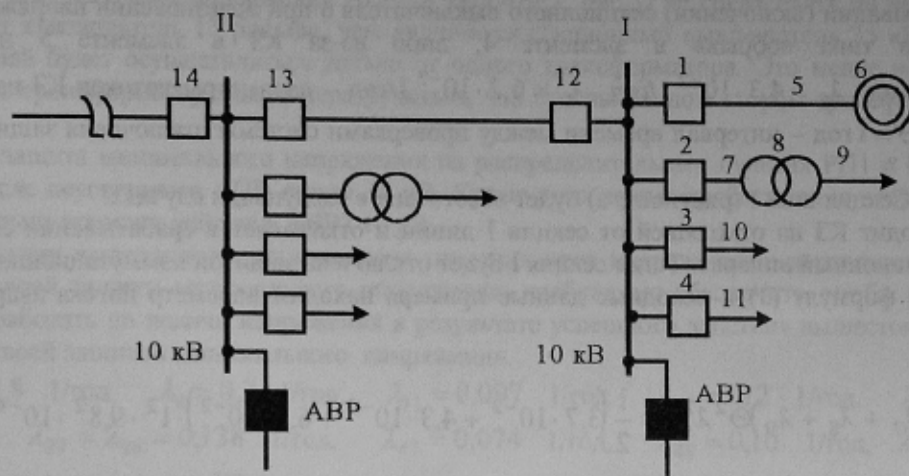


Рисунок 1 – Схема электроснабжения секций шин I и II

**Решение.** При КЗ в одном из  $j, j = \overline{5,11}$  элементов (рис. 1) в действие приходят релейные защиты коммутационных аппаратов 14, 13, 12 и одного из коммутационных аппаратов отходящих от секции шин I линий (1 или 2, или 3, или 4).

Отключение секций I и II коммутационным аппаратом 14 произойдет при случайном появлении КЗ в одном из  $j$  элементов сети, при этом откажет в срабатывании ближайший к месту КЗ коммутационный аппарат, через который прошел сквозной аварийный ток, а также откажут в срабатывании коммутационные аппараты 12 и 13.

Используя формулу (3) при  $m=3$  находим:

$$H = \frac{1}{2^3} \sum_{j=5}^{11} \lambda_j \cdot \Theta^6 \cdot \lambda_{s,0}^2 \cdot \lambda_{s,12}^2 \cdot \lambda_{s,13}^2 = \frac{1}{8} \cdot 3 \cdot 1^6 \cdot 0,098^6 = 3,32 \cdot 10^{-7} \text{ 1/год.}$$

Вероятность появления цепочечной (каскадной) аварии в течение 1 года, т.е. аварийного отключения в течение года секций шин I и II при КЗ в одном из  $j$  элементов сети, получающих электроэнергию от секции I, находим, пользуясь формулой (4). Поскольку  $H \cdot t \ll 0,1$ , то получим:

$$Q(t) \cong H \cdot t = H \cdot 1 = 3,32 \cdot 10^{-7}.$$

**Пример 2.** Оценить живучесть узла нагрузки – секция I, рис. 2 для следующих случаев: 1. Рассматривается узел сети без АВР (рис. 2.а). 2. Рассматривается узел сети с АВР (рис. 2.б). 3. Оценить эффективность АВР на секционном выключателе (рис. 2.б).

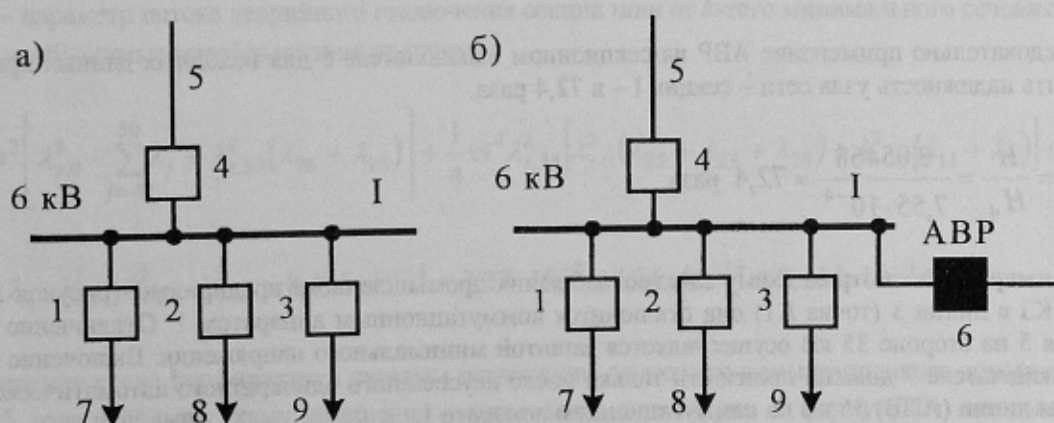


Рисунок 2 – Схема узла сети

Дано:  $\lambda_{s,1} = \lambda_{s,2} = \lambda_{s,3} = \lambda_{s,0} = 9,8 \cdot 10^{-2}$  1/год – параметр потока отказов в срабатывании защитного коммутационного аппарата;  $\lambda_{o,4} = 3,6 \cdot 10^{-2}$  1/год – параметр потока отказов типа «обрыв цепи» вводного выключателя [11];  $\lambda_5 = 1,8 \cdot 10^{-2}$  1/год – параметр потока КЗ в линии 5;  $\lambda_{s,6} = 5,2 \cdot 10^{-2}$  1/год – параметр потока

отказов в срабатывании (включении) секционного выключателя 6 при исчезновении напряжения на секции шин I из-за отказов типа «обрыв» в элементе 4, либо из-за КЗ в элементе 5 и его отключения;  $\lambda_7 = 3,7 \cdot 10^{-2}$  1/год,  $\lambda_8 = 4,3 \cdot 10^{-2}$  1/год,  $\lambda_9 = 6,2 \cdot 10^{-2}$  1/год – параметры потоков КЗ на отходящих от секции I линиях;  $\Theta = 1$  год – интервал времени между проверками системы отключения защитных коммутационных аппаратов.

*Решение.* Секция шин I (рисунок 2 а) будет обесточена в следующих случаях:

а) происходит КЗ на отходящей от секции I линии и отказывает в срабатывании соответствующий защитный коммутационный аппарат. Тогда секция I будет отключена защитой коммутационного аппарата 4.

Используя формулу (3) и исходные данные примера находим параметр потока аварийных отключений секции I

$$H_1 = \frac{1}{2}(\lambda_7 + \lambda_8 + \lambda_9)\Theta^2 \lambda_{s,0}^2 = \frac{1}{2}(3,7 \cdot 10^{-2} + 4,3 \cdot 10^{-2} + 6,2 \cdot 10^{-2}) \cdot 1^2 \cdot 9,8^2 \cdot 10^{-4} = 6,82 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

б) секция I будет отключена, если в элементе 4 произошел отказ типа «обрыв цепи» или в элементе 5 произошло КЗ (отказ типа «короткое замыкание»).

В этом случае параметр потока аварийного отключения секции I

$$H_2 = \lambda_4 + \lambda_5 = 3,6 \cdot 10^{-2} + 1,8 \cdot 10^{-2} = 0,054 \text{ 1/год.}$$

Следовательно интенсивность аварийного отключения секции I определим следующим образом:

$$H = H_1 + H_2 = 6,82 \cdot 10^{-4} + 0,054 = 0,05468 \text{ 1/год.}$$

Рассмотрим второй вариант: использование АВР на секционном выключателе (рис. 2 б).

В случае, если в схеме имеется АВР на секционном выключателе (в нормальном состоянии секционный выключатель 6 отключен), тогда секция I (рис. 2б) обесточится при случайном появлении в элементе 4 отказа типа «обрыв цепи» либо в элементе 5 произошло КЗ, а система включения АВР на секционном выключателе находится в отказавшем состоянии. Параметр потока аварийных отключений  $H_3$  секции I для этого случая находится следующим образом:

$$H_3 = \frac{1}{2}(\lambda_5 + \lambda_4)\Theta^2 \lambda_{s,6}^2 = \frac{1}{2}(1,8 \cdot 10^{-2} + 3,6 \cdot 10^{-2}) \cdot 1^2 \cdot 5,2^2 \cdot 10^{-4} = 0,73 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}$$

При наличии АВР на секционном выключателе (рис. 2 б) параметр потока аварийных отключений  $H_4$  секции I определяется следующим образом:

$$H_4 = H_1 + H_3 = 6,82 \cdot 10^{-4} + 0,73 \cdot 10^{-4} = 7,55 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

Следовательно применение АВР на секционном выключателе 6 для исходных данных примера позволило повысить надежность узла сети – секции I – в 72,4 раза.

$$K = \frac{H}{H_4} = \frac{0,05468}{7,55 \cdot 10^{-4}} = 72,4 \text{ раза.}$$

**Пример 3.** Рассмотрим схему электроснабжения промышленного предприятия (рисунок 3). Так, например, при КЗ в линии 3 (точка К1) она отключится коммутационным аппаратом 1. Отключение линейного выключателя 5 на стороне 35 кВ осуществляется защитой минимального напряжения. Включение АВР на секционном выключателе 7 должно произойти только после неуспешного однократного автоматического повторного включения линии (АПВ) 35 кВ на коммутационном аппарате 1.

При этом, для восстановления питания с помощью АПВ (при устранившемся КЗ) потребуются включение только одного выключателя и электроснабжение потребителей будет происходить по нормальной схеме. В случае не устранившегося КЗ на линии 3, для работы АВР секционного выключателя 35 кВ (выключатель 7) потребуются отключить линейный выключатель 5 и включить секционный выключатель 7. Питание потребителей будет осуществляться по одной линии 35 кВ.

Если произошел отказ или неуспешное включение секционного выключателя 35 кВ, то питание потребителей может быть восстановлено только включением секционного выключателя 10 кВ – выключатель 15.



Если защиту минимального напряжения АВР 10 кВ (АВР2, рис.3) не согласовать по времени с АВР 35 кВ, то она отключит выключатель 13 раньше, чем включится секционный выключатель 35 кВ от своего АВР. Питание потребителей будет осуществляться только от одного трансформатора. Это менее надежная схема и оставшийся в работе трансформатор может перегрузиться, что при исправном втором трансформаторе нежелательно.

Аналогично, защита минимального напряжения на распределительных пунктах РП1 и РП2 должна срабатывать только после неуспешного АПВ линии 10 кВ. Кроме того, время срабатывания этой защиты целесообразно принять больше времени действия АВР2 10 кВ.

При согласовании выдержки времени защиты минимального напряжения с вышестоящим АВР, также имеющем пуск от своей защиты минимального напряжения, необходимо обеспечить, чтобы рассматриваемая защита не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного действия вышестоящего устройства АВР, запущенного своей защитой минимального напряжения.

Дано:  $\lambda_3 = 1,8$  1/год,  $\lambda_8 = 0,3$  1/год,  $\lambda_{11} = 0,097$  1/год,  $\lambda_{16} = 1,12$  1/год,  $\lambda_{25} = 0,13$  1/год,  $\lambda_{26} = 0,12$  1/год,  $\lambda_{27} = \lambda_{28} = 0,138$  1/год,  $\lambda_{47} = 0,074$  1/год,  $\lambda_{48} = 0,10$  1/год,  $\lambda_{49} = 0,12$  1/год,  $\lambda_{50} = 0,13$  1/год, – параметр потока КЗ в соответствующих элементах сети;  $\lambda_{s,7} = \lambda_{s,15} = \lambda_{s,35} = 0,0092$  1/год – параметр потока отказов во включении секционных выключателей с АВР;  $\lambda_{s,0} = \lambda_{s,17} = \lambda_{s,18} = \lambda_{s,19} = \lambda_{s,20} = \lambda_{s,39} = \lambda_{s,40} = \lambda_{s,41} = \lambda_{s,42} = 0,061$  1/год – параметр потока отказов в срабатывании выключателей отходящих линий;  $\Theta = 1$  год – интервал времени между профилактическими осмотрами системы отключения защитного коммутационного аппарата вместе с устройством релейной защиты.

1. Определить живучесть узла нагрузки для потребителей, получающих электроэнергию от шин I РП1 (рис. 3).

2. Оценить повышение живучести узла нагрузки (секция шин I РП1) при изменении срока профилактики системы отключения защитных коммутационных аппаратов и систем АВР ( $\Theta = 0,25$  года).

*Решение.* Строим «дерево» событий (рис.4), объясняющее процесс аварийного отключения узла нагрузки для потребителей, получающих электроэнергию от шин I РП 1 (рис. 3).

Дерево (рис. 4) состоит из событий  $\bar{x}_j$  и  $\bar{y}_{s,i}$ . Каждое событие  $\bar{x}_j$  означает, что в  $j$ -том элементе произошел отказ типа «короткое замыкание». Каждое  $j$ -тое событие характеризуется параметром потока отказов  $\lambda_j$ . Событие  $\bar{y}_{s,i}$  означает, что в  $i$ -том защитном коммутационном аппарате произошел отказ в срабатывании его системы автоматического отключения или отказ во включении для  $i$ -того коммутационного аппарата с АВР. Характеризуются такие события с помощью параметра потока отказов  $\lambda_{s,i}$ .

Используя схему замещения минимальных сечений рис. 5, исходные данные примера, формулу (3) определим живучесть узла нагрузки для потребителей, получающих электроэнергию от секции I РП 1 следующим образом:

$$H = \sum_{k=1}^{12} H_k,$$

где  $H_k$  – параметр потока аварийного отключения секции шин от  $k$ -того минимального сечения.

Проведя необходимые преобразования получим:

$$H = \frac{1}{2} \Theta^2 \left[ \lambda_{s,0}^2 \cdot \sum_{j=47}^{50} \lambda_j + \lambda_{s,35}^2 (\lambda_{26} + \lambda_{16}) \right] + \frac{1}{4} \Theta^4 \lambda_{s,35}^2 \left[ \lambda_{s,0}^2 (\lambda_{25} + \lambda_{27} + \lambda_{28}) + \lambda_{s,15}^2 (\lambda_{11} + \lambda_8) \right] + \frac{1}{8} \Theta^6 \cdot \lambda_3 \cdot \lambda_{s,7}^2 \cdot \lambda_{s,15}^2 \cdot \lambda_{s,35}^2 = 8,415 \cdot 10^{-4} + 3,27 \cdot 10^{-8} + 1,36 \cdot 10^{-13} \cong 8,415 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год.}$$

При изменении срока профилактики системы отключения защитного коммутационного аппарата с  $\Theta = 1$  год на  $\Theta = 0,25$  года используя схему замещения минимальных сечений рис. 5, формулу (3), исходные данные примера получим  $H^* = 0,526 \cdot 10^{-4}$  1/год, т.е. живучесть узла нагрузки увеличилась в 16 раз:

$$K = \frac{H}{H^*} = \frac{8,415 \cdot 10^{-4}}{0,526 \cdot 10^{-4}} = 16.$$

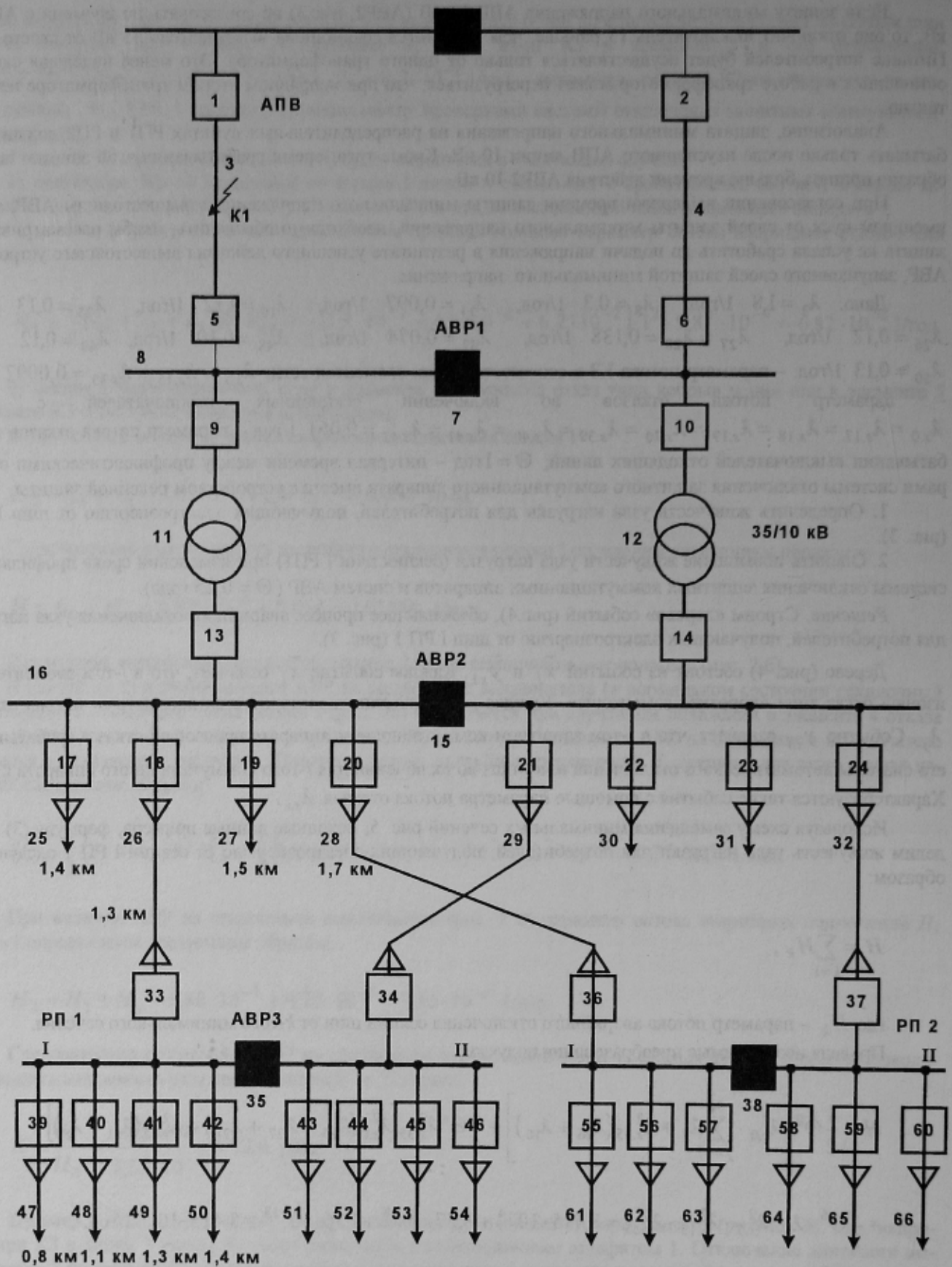


Рисунок 3 – Схема сети промышленного предприятия

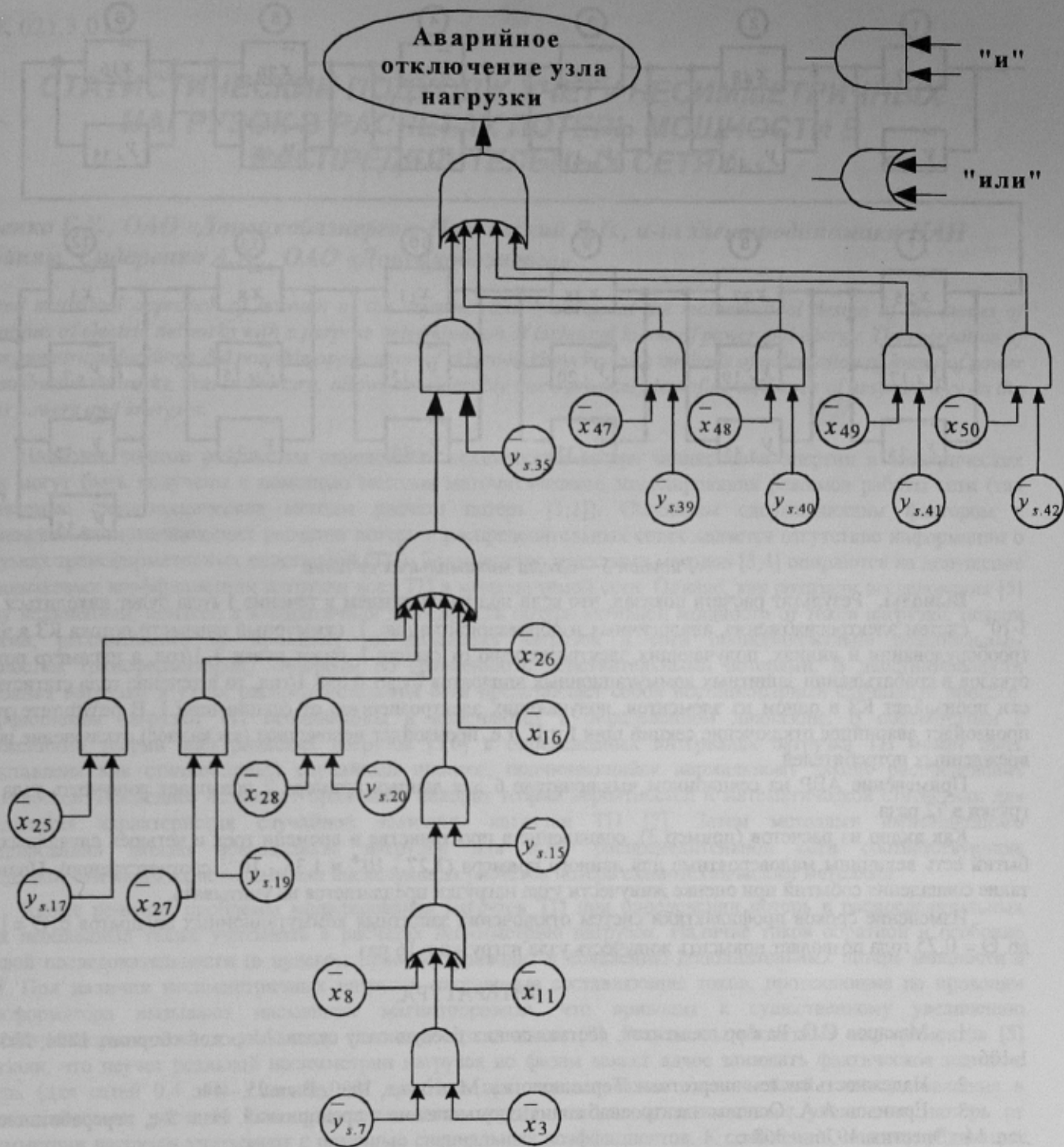


Рисунок 4 – Дерево событий, объясняющее процесс аварийного отключения узла нагрузки

$\bar{x}_j$  – произошло короткое замыкание в  $j$ -том элементе схемы:  $j = \overline{47}, \overline{50}$ ;  $j = \overline{25}, \overline{28}$ ;  $j=3$ ;  $j=8$ ;  $j=11$ ;  
 $j=16$ .  
 $\bar{y}_{s,i}$  – произошел отказ в срабатывании в  $i$ -той системе отключения защитного коммутационного аппарата:  $i = \overline{39}, \overline{42}$ ;  $i=35$ ;  $i=7$ ;  $i=15$ .



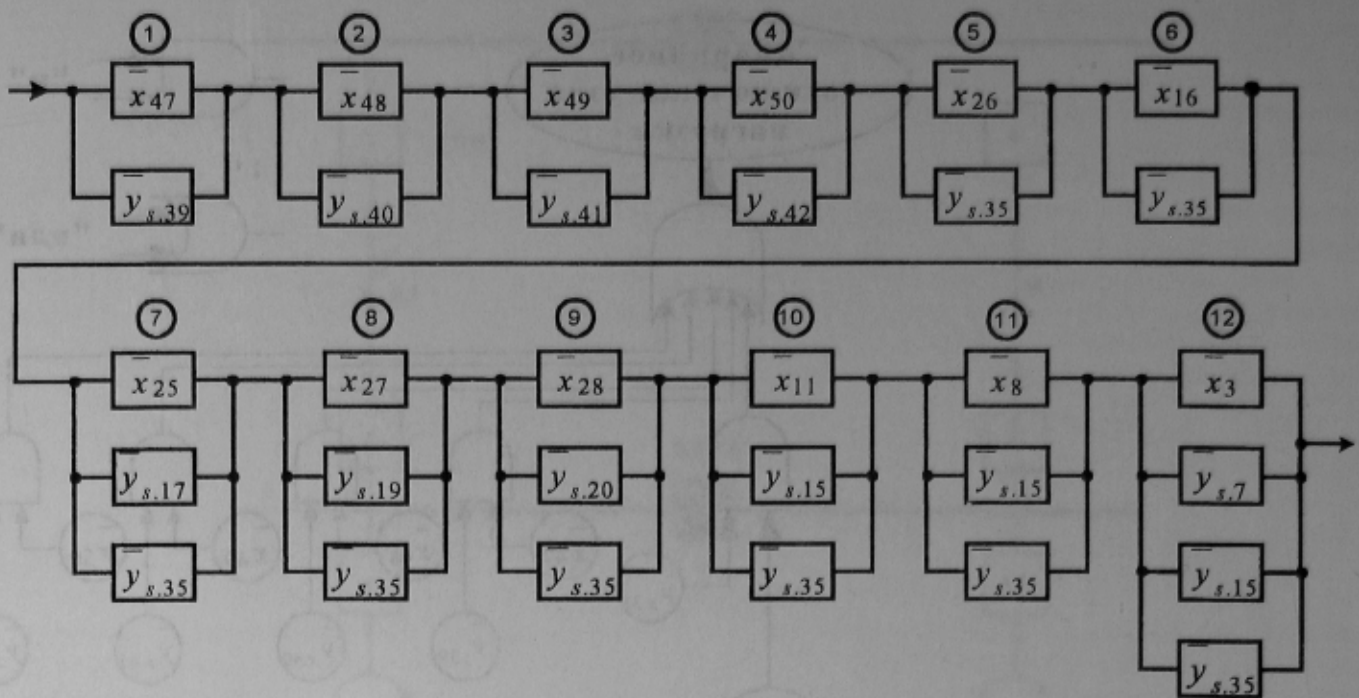


Рисунок 5 – Схема минимальных сечений

**Выводы.** Результат расчета показал, что если под наблюдением в течение 1 года будет находиться  $N = 3 \cdot 10^6$  систем электроснабжения, аналогичных изображенной на рис. 1, суммарный параметр потока КЗ в электрооборудовании и линиях, получающих электроэнергию от секции I, будет равен 3 1/год, а параметр потока отказов в срабатывании защитных коммутационных аппаратов будет 0,098 1/год, то в течение года статистически произойдет КЗ в одном из элементов, получающих электроэнергию от секции шин I. В результате этого произойдет аварийное отключение секций шин I и II, т.е. произойдет цепочное (каскадное) отключение неповрежденных потребителей.

Применение АВР на секционном выключателе 6 для данных примера 2 повышает живучесть узла нагрузки в 72 раза.

Как видно из расчетов (пример 3), совпадение в пространстве и времени трех и четырех случайных событий есть величины маловероятные для данного примера ( $3,27 \cdot 10^{-8}$  и  $1,36 \cdot 10^{-13}$  соответственно). Поэтому такие совпадения событий при оценке живучести узла нагрузки предлагается не учитывать.

Изменение сроков профилактики систем отключения защитных коммутационных аппаратов с  $\Theta = 1$  год до  $\Theta = 0,25$  года позволяет повысить живучесть узла нагрузки в 16 раз.

#### ЛИТЕРАТУРА.

1. Макаров С.О. Разбор элементов, составляющих боевую силу судов. Морской сборник, 1894, №6, С. 1-106.
2. Надежность систем энергетики. Терминология. М.: Наука, 1980.-Вып.95.- 44с.
3. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. Изд. 3-е, переработанное и доп. М.: Энергия, 1976. – 368 с.
4. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. – 276 с.
5. Китушин В.Г. Определение характеристик отказов системы при цепочном развитии аварий. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, №3. С. 20–30.
6. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
7. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1988.– 224 с.
8. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем.-М.: Энергоатомиздат, 1984. – 176 с.
9. Ковалев А.П., Чурсинов В.И., Якимишина В.В. Оценка вероятности появления цепочных аварий в энергосистемах. Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Наукові праці КДПУ, 2004 – Вип. 3/2004 (26) – с. 106-107.
10. Фабрикант В.П. О применении теории надежности к оценке устройств релейной защиты. – Электричество, 1965, №9, С. 36 – 40.
11. Белоусенко И.В., Ершов М.С., Ковалев А.П., Якимишина В.В., Шевченко О.А. О расчете надежности систем электроснабжения газовых промыслов. – Электричество, 2004, №3, С. 23-28.
12. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./Под ред. Ю.И.Руденко-М.: Энергоатомиздат, 1983. -336 с.