

УДК 621.311.019

Ю.П. МАТЕЕНКО, С.В. РЯБЫЙ

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Аварийный резерв предназначен для компенсации снижения располагаемой мощности из-за аварийных отключений генераторов станций и линий межсистемных связей в энергосистеме (ЭС). Определение необходимого аварийного резерва основано на методах теории вероятностей. Задача формулируется следующим образом: необходимо найти такое количество резервных агрегатов m , при котором надежность электроснабжения, т. е. вероятная относительная продолжительность нахождения в исправном состоянии не менее n рабочих агрегатов, необходимых для полного покрытия нагрузки ЭС, оказывается не ниже определенной величины. Надежность электроснабжения обосновывается экономически, исходя из соотношения удельных затрат на увеличение резервной мощности в ЭС и удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Оптимальное значение аварийного резерва прежде всего зависит от таких факторов, как состав и структура генерирующего оборудования, его показателей надежности, графика нагрузки, затрат на создание и

содержание резервной мощности и характеристики ущерба потребителей или нормируемого уровня надежности. В практических расчетах обычно принимается условие постоянства состава генерирующего оборудования в течение расчетного периода (одного года). Это обосновывается относительно небольшим его колебанием, в основном из-за проведения плановых ремонтов. При расчете аварийного резерва состав генерирующего оборудования принимается постоянным, а в нагрузке в основном учитывается только суточная неравномерность потребления [1].

Аварийный резерв обычно определяется по методике, которая обобщает результаты вероятностных расчетов недоотпуска энергии.

Методика основана на расчетах дефицита мощности и недоотпуска энергии для большого числа вариантов структуры генерирующих мощностей с различным аварийным резервом. Для каждого варианта оценивался ущерб от недоотпуска энергии, а также затраты на установку и содержание резервных агрегатов:

$$Y = y_0 M(\Delta N) T = y_0 \Delta W_c;$$

$$Z_p = C_p T R_{av},$$

где y_0 - удельный ущерб;

T - расчетный период;

ΔN - дефицит мощности;

C_p - платежи за единицу резервной мощности в единицу времени.

Анализируя зависимость суммы $Z_p + Y$ от резерва, получим оптимальный аварийный резерв R_{av}^{opt} и оптимальное значение относительного удовлетворения спроса [2]:

$$\pi_{opt} = 1 - C_p / y_0.$$

Для оценки удельного аварийного резерва каждой i -й группы агрегатов, участвующих в максимуме нагрузки, применяются номограммы метода удельных резервов, на базе которого построена следующая модель. Суть его состоит в том, что с достаточной для практики точностью величина резерва может быть представлена как:

$$R_{a,opt} = \sum_{k=1}^n r_k N_k,$$

где r_k - удельный резерв для k -й группы однотипных генераторов;

N_k - суммарная мощность k -й группы однотипных генераторов.

Структура генерирующих мощностей при расчете аварийного резерва является заданной. Значение средней аварийности агрегатов q определяется как отношение среднего времени аварийногоостояния агрегатов в течение года T_a к календарному времени работы агрегата T (за вычетом простоев в плановых ремонтах T_{pl}):

$$q = \frac{T_a}{T - T_{pl}}.$$

Удельная величина единичной мощности агрегата определяется по формуле, %:

$$N_{yed.ed.} = N_{ed.} \cdot 100 / P_{max}.$$

Значение удельного резерва r_i в методе удельных резервов находится по кривым на рис. 1, в зависимости от $N_{yed.ed.}$ и q .

Необходимый резерв для каждой группы оборудования [1]:

$$R_i = N_{ied} n_i r_i.$$

Для построения модели был использован математический пакет Mathcad 2001. Основной недостаток данного метода заключается в том, что, рассчитывая резерв каждой группы оборудования, необходимо каждый раз обращаться к характеристикам удельного резерва, что очень неудобно и сильно усложняет расчет аварийного резерва ЭС с большим количеством генераторов.

Чтобы решить эту проблему, необходимо было представить данные характеристики в виде математических зависимостей и, используя эти зависимости, находить искомое значение удельного резерва как функцию аварийности и удельной единичной мощности агрегата.

Поскольку характеристики (рис.1) носят на всем своем протяжении характер, приближенный к линейному, то использование интерполяции в данном случае не внесет большую погрешность в результат расчета.

Для интерполирования характеристик удельного резерва был применен наиболее распространенный метод интерполяции - интерполяция сплайнами. В модели сплайн функция имеет следующий вид:

$$s_i = lspline(N, r_i),$$

где N - вектор удельной мощностей агрегатов, %;

r_i - i -я характеристика, соответствующая некоторому уровню аварийности агрегата, а результирующая характеристика аварийного резерва описывается так:

$$R_q(t) = interp(s_i, N, r_i, t)$$

и представлена на рис. 2.

Основное преимущество такой модели - это её простота и наглядность. Однако в модели мы не оперируем затратами на содержание данного резерва, т. е. нельзя утверждать, что полученное значение аварийного резерва будет оптимальным. Повышение надежности ЭС путем образования аварийного резерва мощности требует увеличение затрат Z_{rez} , определяемых капиталовложениями и эксплуатационными расходами (рис.3, кривая 1). При этом одновременно уменьшается ущерб Y потребителей от недоотпуска электроэнергии вследствие нарушения нормального электроснабжения (рис. 3, кривая 2). Суммируя ординаты этих зависимостей, соответствующие одному и тому же значению аварийного резерва, получим изменение затрат с учетом ущерба

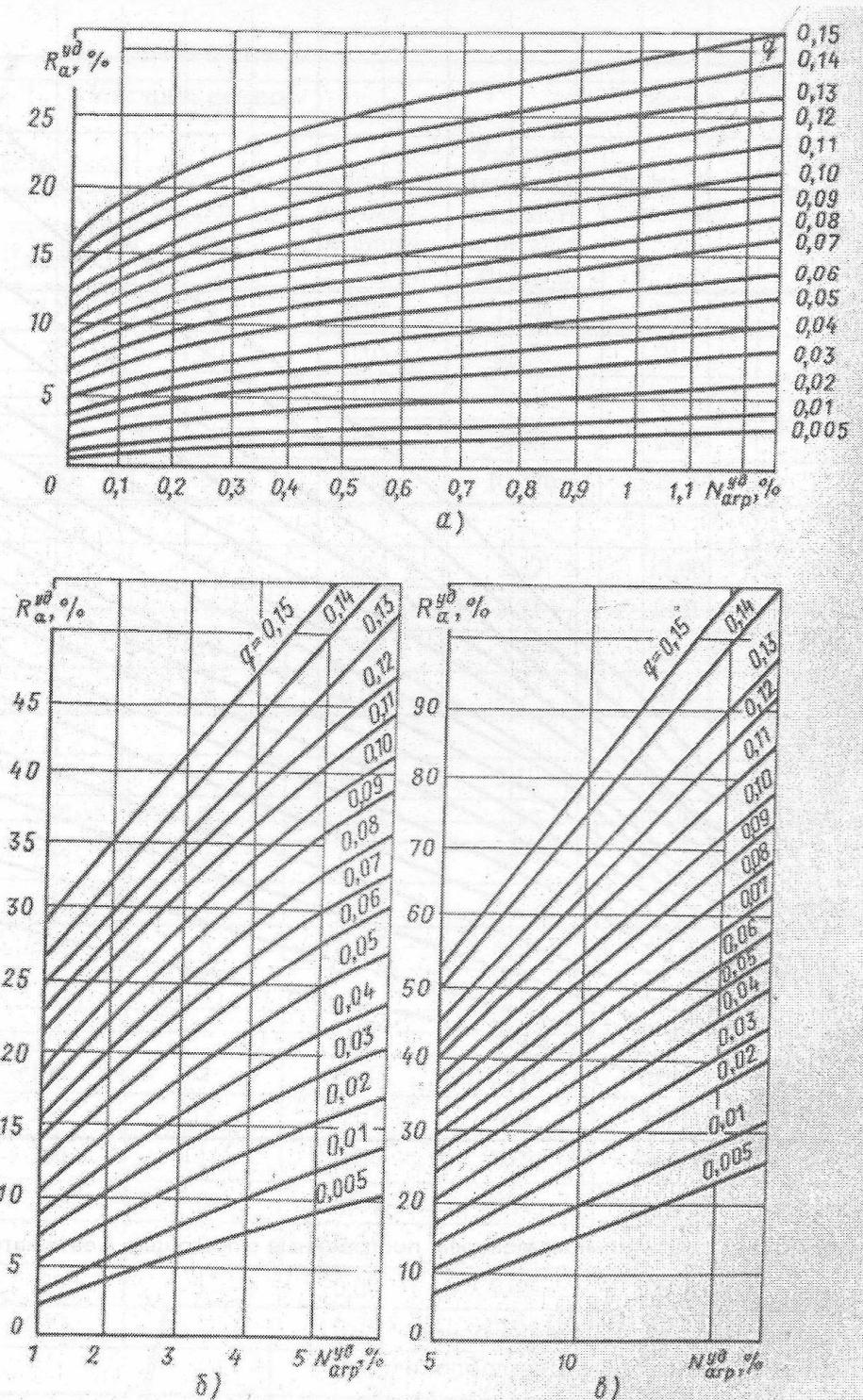


Рис.1. Характеристики удельного резерва

(кривая 3 на рис. 3).

$$\bar{Z} = Z_{\text{рез}} + Y = f(R_a).$$

Но такой подход целесообразен при рассмотрении перспективного плана развития ЭС. Метод удельных резервов применяется для эксплуатирующихся систем, где необходимо рассматривать эффективность использования имеющегося аварийного резерва мощности в реальном времени.

Используя эту модель, в качестве примера выполним расчет аварийного резерва для четырех Государственных Акционерных Энергогенерирующих Компаний (ГАЭК):

Центрэнерго, Западэнерго, Днепрэнерго и Донбассэнерго.

Эти ГАЭК объединяют 14 крупнейших ТЭС с агрегатами единичной мощности от 100 МВт до 800 МВт. Блок-схема работы модели показана на рис. 4.

Значение средней аварийности q будем принимать в соответствии с [2, с. 64], %:

- энергоблоки до 150 МВт.....до 4,0;
- энергоблоки 150 - 200 МВт.....4,0 - 6,0;
- энергоблоки 250 - 300 МВт.....5,0 - 9,0;
- энергоблоки 500 - 800 МВт.....7,0 - 12,0.

Исходные данные и результаты расчета аварийного резерва для вышеприведенных

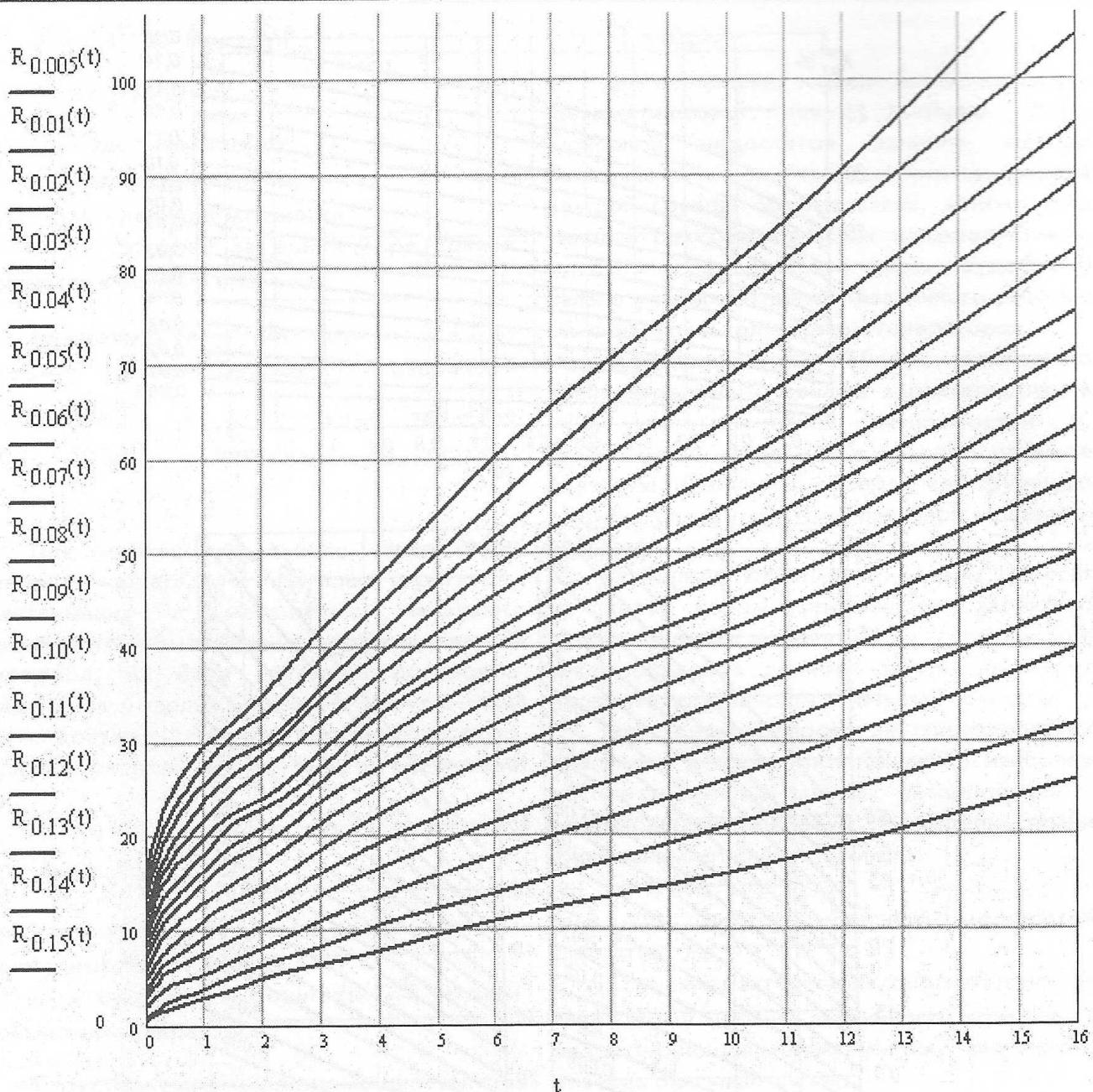


Рис.2. Характеристики удельного резерва, построенные с помощью математической модели

ГАЭК представлены в таблице 1.

Длительный процесс эксплуатации основного оборудования, а некоторые энергоблоки эксплуатируются на протяжении десятилетий, и, несмотря на плановые и внеплановые ремонты, приводит к износу отдельных узлов. В результате аварийность эксплуатируемых агрегатов увеличивается. С увеличением аварийности возрастает необходимость в дополнительной мощности аварийного резерва. Имея наборы статистических данных, позволяющие прогнозировать аварийность агрегатов, и используя данную модель, можно прогнозировать потребность ЭС в аварийной мощности.

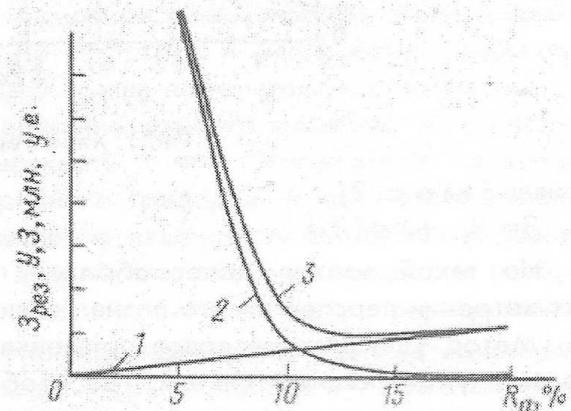


Рис.3. Характер изменения затрат от аварийного резерва мощности:

- 1 - затрат на создание и эксплуатацию резервной мощности;
- 2 - ожидаемого ущерба потребителей;
- 3 - суммарных затрат.

Таблица 1

Исходные данные				Расчет		
ГАЭК	Единичная мощность агрегатов $N_{i,\text{одн}}$, МВт	Число агрегатов, n_i , шт.	Аварийность агрегатов q_i	Удельная единичная мощность агрегатов $N_{\text{удель}}$, %	Удельный резерв r_i , %	Необходимый резерв R_i , МВт
Днепрэнерго	150	1	0,02	1,946	8,00	12
	282	10	0,05	3,658	21,1	595
	285	4	0,05	3,696	21,2	242
	300	4	0,06	3,891	24,8	298
	800	3	0,08	10,376	48,5	1165
итого						2312
Центрэнерго	175	6	0,04	2,32	13,60	143
	275	4	0,05	3,31	21,0	210
	300	10	0,06	3,78	25,1	716
	800	3	0,08	9,54	49,2	1062
итого						2131
Западэнерго	100	3	0,02	2,12	8,48	25
	160	2	0,03	3,39	14,92	48
	185	4	0,04	3,92	19,07	141
	195	8	0,04	4,13	19,67	307
	300	6	0,06	6,36	32,8	590
итого						1111
Донбассэнерго	80	1	0,02	1,051	5,50	4,4
	100	2	0,02	1,314	6,26	12,5
	175	18	0,03	2,3	11,41	360
	200	1	0,04	2,63	14,73	29,5
	210	6	0,04	2,76	15,22	191,8
	300	4	0,06	3,94	25,0	300
	720	1	0,08	9,46	46,1	332
	800	1	0,08	10,51	48,9	391
итого						1621

Таблица 2

ГАЭК	1-Центрэнерго	2-Западэнерго	3-Днепрэнерго	4-Донбассэнерго
Максимальная нагрузка, МВт	7550	4720	7610	7710
Аварийный резерв, %	28,2	23,5	29,9	21,3

Выводы

Необходимый аварийный резерв мощности не имеет прямой зависимости от максимальных нагрузок. Это хорошо видно из гистограмм, приведенных на рис. 5 и данных таблицы 2. Анализируя полученные данные и

единичные мощности генераторов рассмотренных ГАЭК, можно увидеть, что чем больше агрегатов с большой единичной мощностью, тем больше требуется необходимый резерв аварийной мощности. Нормативная величина аварийного резерва составляет от 4 до 8 %

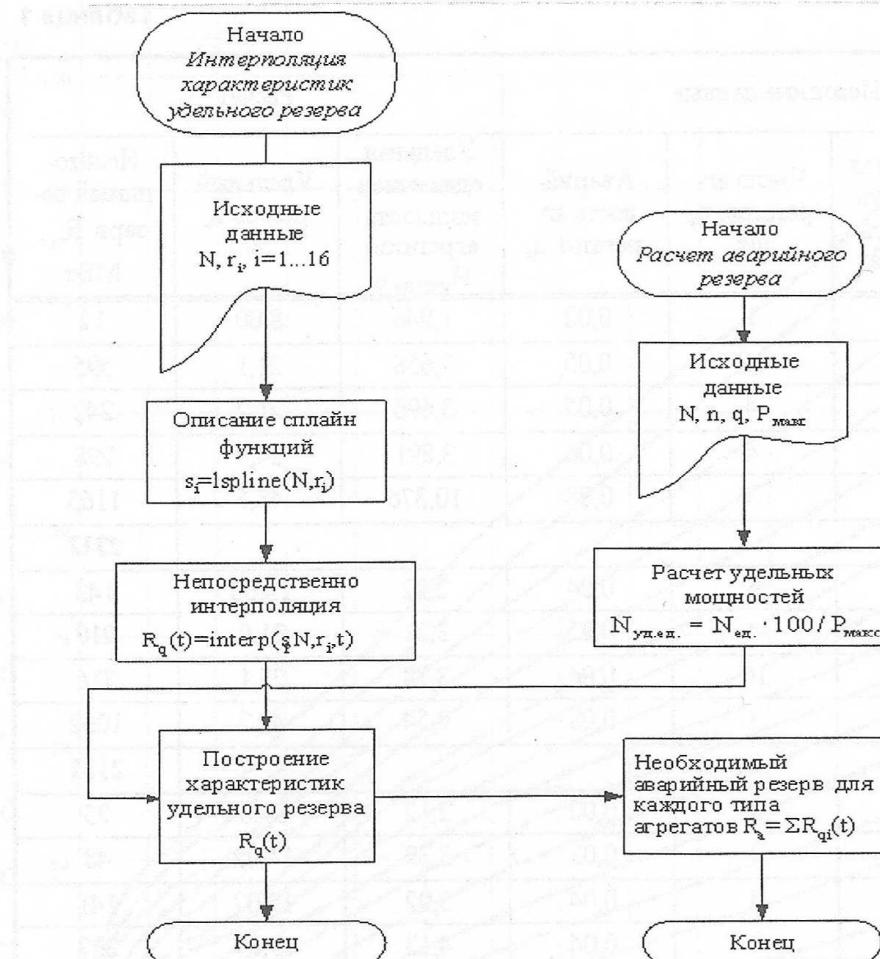


Рис.4. Блок-схема работы модели

Максимальные нагрузки ГАЭК

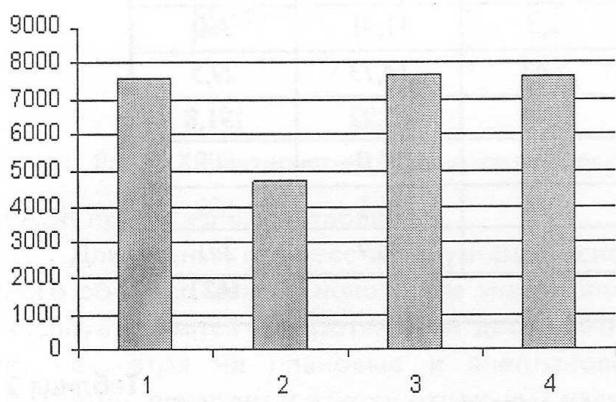
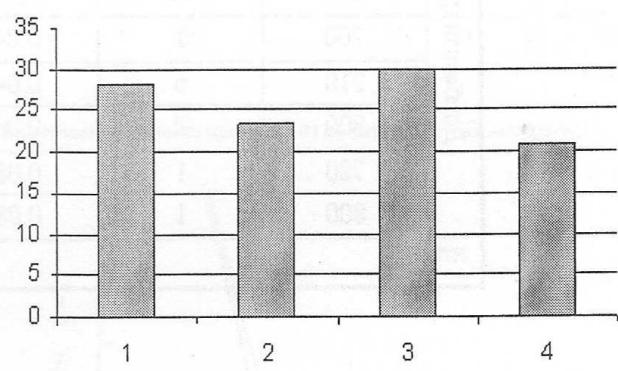
Необходимый аварийный резерв в % от
максимальной нагрузки

Рис.5

максимума нагрузки. Однако чтобы этот норматив выполнялся, ЭС, имеющая определенное количество генераторов большой мощности, должна быть достаточно мощной по отношению к единичной мощности генераторов. По этой причине полученные реальные результаты необходимого аварийного резерва составляют 20...30%.

Література

- Китушин В. Г. Надежность энергетических систем: Ч.1. Теоретические основы: Учебное пособие. - Новосибирск: НГТУ, 2003. - 256 с.
- Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике. - Ленинград: Энергоатомиздат, 1990. - 208 с.