

ГИДРОТЕХНИКА

С. Г. САРКИСЯН, С. А. МХИТАРЯН

ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА
АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

При проектировании и эксплуатации энергетических систем и их объединений должно быть соблюдено одно из основных условий нормальной работы их, — надежность энергоснабжения потребителей.

Основным путем решения этого условия является создание энергетических генерирующих резервов, установление величины которых и размещение их между электростанциями системы представляет одну из проблем энергетики.

Наряду с ростом резервных генерирующих мощностей системы, что является основным путем решения проблемы энергетических генерирующих резервов, заслуживает внимание вопрос об использовании некоторых потребителей для возложения на них функций аварийного резерва. Нарушение нормального режима работы энергосистемы, вызванное выходом из строя генерирующей рабочей мощности, может быть ликвидировано отключением одного или нескольких мощных потребителей энергии. Как показали исследования [1, 2, 4, 16], вынужденный простой предприятий, вызванный нарушением нормальной работы энергосистемы, приводит к ущербам двух видов.

Первый вид ущерба возникает в результате простоя рабочей силы, брака продукции, порчи сырья, поломки оборудования, расстройства технологического процесса.

Второй вид ущерба выражается в недодаче народному хозяйству определенного количества продукции данного предприятия. Определение ущерба второго рода, на современном уровне экономической науки крайне трудно ввиду того, что „Методика количественной оценки рассматриваемого ущерба в настоящее время не разработана“ [16]. В своей работе Н. С. Афонин [2] детально проанализировал зависимости фактического простоя предприятий и ущерба, возникающие на них при длительном прекращении электроснабжения промышленных предприятий.

В результате исследований Н. С. Афонин пришел к выводу, что некоторые потребители, как например карбидный завод, при недостатке мощности в энергосистеме, допускают кратковременные ограничения и не приводят к браку продукции. Такой же вывод сделан

в исследованиях Водно-энергетического института АН Армянской ССР [8, 17] и проф. Г. А. Сисяна [13].

Поэтому считается возможным, при составлении календаря аварийных ограничений промышленных потребителей энергосистемы карбитные заводы включать в число ограничиваемых предприятий, а также подключать эти предприятия к автоматам разгрузки энергосистемы по частоте.

В других случаях, хотя и возможно аварийное ограничение потребителей, однако не рекомендуется подключение их к автоматам разгрузки по частоте. Для ряда других предприятий рекомендуется сохранение минимума электроснабжения — технологическую броню.

Рекомендованный Н. С. Афониним способ расчета позволяет устанавливать очередность отключения промышленных предприятий при авариях или дефиците мощности в энергетических системах. В случаях перерывов электроснабжения, энергосистема, по мнению Н. С. Афонина, должна выплачивать штраф предприятиям подвергшимся отключению, так как иначе искажаются экономические взаимоотношения между энергосистемой и потребителями. Ряд работ советских энергетиков посвящен исследованию переменного режима работы промышленных предприятий как в суточном [5, 13] так и годовом [3, 7, 8, 10] разрезах. Суточный неравномерный режим электроснабжения промышленных предприятий возникает в связи с дефицитом генерирующих мощностей в период прохождения максимума суточной нагрузки системы. Годовая неравномерность режима работы промышленных предприятий связана с избытком гидроэнергии в период паводка и дефицитом ее в межень, обычно совпадающей с максимумом нагрузки системы.

В указанных выше исследованиях доказано, что более приспособленными к запланированному переменному режиму работы оказались энергоемкие потребители, характеризующиеся большим расходом электроэнергии на единицу выпущенной продукции и, в частности, заводы карбида кальция и ферросплавов.

Интересное исследование по режимам работы ферросплавного и карбидного заводов [13] показало целесообразность работы установленных на них электрических печей в режиме сезонного потребителя регулятора. Такой режим работы электрических печей особых технических затруднений не вызывает, и целесообразность применения его должна быть оправдана в первую очередь экономически. Вместе с этим считается, что ежедневные отключения ферросплавных и карбидных печей продолжительностью до 4-х часов вполне допустимы и не создают технически непреодолимых трудностей. Однако допустимые пределы ограничений должны быть определены в каждом отдельном случае.

Из сделанного выше краткого обзора следует, что режим работы некоторых промышленных предприятий, в частности энергоемких,

может быть в плановом порядке приспособлен к реальным возможностям энергоснабжения.

Учитывая последнее обстоятельство, в энергетической литературе [9, 10, 12] было рекомендовано использование энергоемких потребителей в качестве аварийного резерва и тех редких случаях, когда наличие резерва, в виде генерирующей мощности, оказывается недостаточным. Следовательно, использование энергоемких потребителей в качестве аварийного резерва должно рассматриваться как частичная замена обычного энергетического резерва в виде генерирующей мощности. В этих условиях, основная тяжесть поддержания нормальных условий работы энергосистемы будет лежать на генерирующих резервных мощностях.

Исходя из возможностей распределения функций аварийного резерва системы между электростанциями и энергоемкими потребителями, в энергетической литературе [9, 10, 12] были предложены методы энерго-экономической оценки аварийного резерва энергосистемы. Основным принципом, в этом случае, считалась неизменность выпуска продукции энергоемких потребителей в пределах одной системы, при неизменности обеспечения электроэнергией остальных потребителей. В отличие от предложенных ранее способов расчета аварийного резерва, основанных на принципе ущерба у потребителя от аварийных простоев [3, 4, 5, 6], указанные методы правильно учитывают требование о выполнении народнохозяйственного плана.

Несмотря на бесспорные достоинства предложенных методов, в них, однако, не учтены следующие важные факторы: во-первых, различие мощностей агрегатов системы (в расчетах принимались агрегаты осредненной мощности) и, во-вторых, энерго-экономические показатели линий электропередачи.

Неучет этих факторов, при расчетах величины аварийного резерва, может привести к оправданию экономически невыгодных резервных мощностей и тем самым может повысить эксплуатационные затраты системы. Учитывая различие рабочих агрегатов системы по мощности и параметры линий электропередачи, ниже предлагается способ энерго-экономической оценки величины аварийного резерва при распределении функций резервирования между электростанциями и энергоемкими потребителями. В основу энерго-экономических расчетов по распределению функций резервирования в системе принят принцип получения минимума расчетных затрат по комплексу энергосистемы — энергоемкий потребитель. Сравнению подлежат с одной стороны расчетные затраты по энергоемкому потребителю и компенсирующим генерирующим мощностям энергосистемы, с другой стороны расчетные издержки по генерирующим резервным мощностям системы и линиям электропередачи, по которым будут передаваться резервные мощности и электроэнергия от места их выработки к месту потребления.

Принцип расчета по предлагаемому методу излагается по ходу статьи, а в конце статьи он иллюстрирован примерным расчетом.

В результате переноса энергоемкого потребителя на работу по вынужденному режиму уменьшится число часов работы его в году, а следовательно и количество выработанной заводом продукции

$$П_{\text{уп}} = \frac{P_{\text{эп}} T_{\text{эп}}}{\mathcal{E}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{эп}}$ — мощность энергоемкого потребителя в *квт*;

$T_{\text{эп}}$ — время работы потребителя в году за вычетом времени аварийного простоя;

$\mathcal{E}$ — удельный расход энергии в *квтч/тону*;

$П_{\text{н}}$ — продукция энергоемкого потребителя в тоннах.

Для возложения функций аварийного резерва полностью на энергоемкого потребителя, мощность последнего должна быть не ниже чем наиболее вероятная рабочая мощность системы в аварии, т. е. должно соблюдаться условие:

$$N_{\text{эп}} = N_{\text{эп max}}. \quad (2)$$

Тогда потребляемая этим производством энергия будет равной

$$\mathcal{E}_{\text{н}} = N_{\text{эп}} T_0. \quad (3)$$

Эту энергию потребитель получал бы равномерно в течение года, если бы не работал по аварийному режиму. На базе этой энергии была бы выработана продукция в количестве

$$П'_{\text{н}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{н}}}{\mathcal{E}}.$$

При работе энергоемкого потребителя по аварийному графику имеет место недоотпуск ему энергии в часы аварий. В результате, обеспеченность потребителя энергией уже не будет 100%-ой. Степень обеспеченности энергоемкого потребителя в году при работе по аварийному режиму определится из выражения:

$$a = \frac{T_{\text{эп}}}{T_0} = \frac{T_0 - \sum T_{\text{ав}}}{T_0}. \quad (4)$$

Здесь T_0 — число часов работы потребителя на работу по нормальному графику в течение года.

Перевод энергоемкого потребителя на работу по аварийному графику приводит к возрастанию как капиталовложений, так и ежегодных издержек производства на тонну продукции в зависимости от степени обеспеченности.

В [8] были предложены коэффициенты $K_{\text{нк}}$ и $K_{\text{нс}}$, учитывающие соответственно повышение капиталовложений в 1 тонну продукции при уменьшении обеспеченности завода электроэнергией и повышение себестоимости продукции при переводе потребителя на работу по

неравномерному режиму. Значения этих коэффициентов в зависимости от величины α приведены в следующих таблицах и на рис. 1.

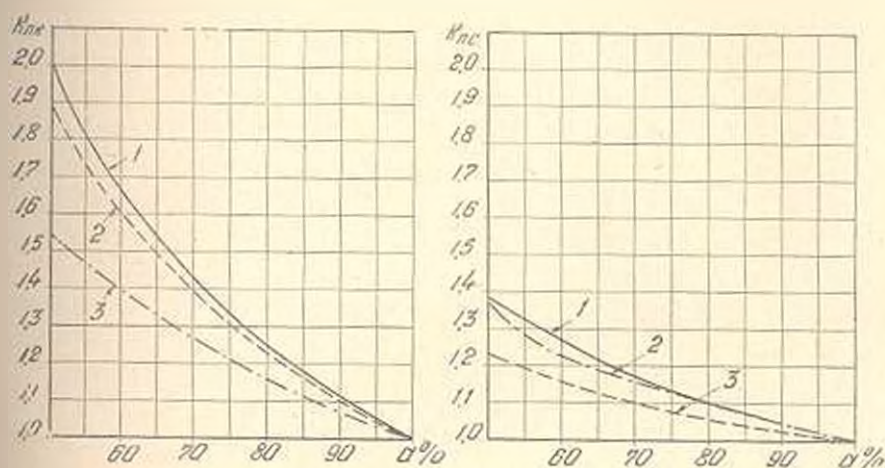


Рис. 1.

α в %	$K_{пк}$		
	карбит кальция	ферро- сплавы	электр. аммиак
100	1.0	1.0	1.0
90	1.10	1.10	1.11
80	1.22	1.16	1.25
70	1.40	1.27	1.43
60	1.60	1.40	1.67
50	1.90	1.54	2.0

α в %	$K_{пс}$		
	карбит кальция	ферро- сплавы	электр. аммиак
100	1.0	1.0	1.0
90	1.03	1.05	1.05
80	1.06	1.10	1.10
70	1.10	1.16	1.17
60	1.16	1.23	1.27
50	1.23	1.37	1.38

По данным таблиц нетрудно определить дополнительные капвложения по энергоемкому потребителю

$$\Delta K_{\text{эл}} = (K_{пк} - 1) K_{пс} \Pi_{\text{эл}} \quad (5)$$

и дополнительные издержки производства при работе завода в аварийном режиме

$$\Delta U_{\text{эл}} = (K_{пс} - 1) d_0 \Pi_{\text{эл}}, \quad (6)$$

где $K_{пс}$ — удельные капвложения в тонну продукции,

d_0 — себестоимость продукции при работе по нормальному режиму.

Годовые издержки эксплуатации по потребителю с учетом тяжести капвложений запишутся так:

$$U_{\text{эл}} = d_0 \Pi_{\text{эл}} (K_{пс} - 1) + z K_{пк} \Pi_{\text{эл}} (K_{пк} - 1), \quad (7)$$

где $z = \frac{1}{T}$, T — расчетный срок окупаемости данного предприятия.

Как видно из приведенных таблиц наименьшее повышение се-
3. Изв. ТН, № 5

бестоимости имеет место на заводе карбида-кальция и наибольшее — на заводе электролитического аммиака. Данные этих таблиц подтверждают справедливость указаний Н. С. Афонина [2] на то, что в условиях нарушения нормального энергоснабжения в первую очередь следует ограничивать производство карбида-кальция и в последнюю — производство электролитического аммиака.

Чтобы сохранить неизменной выработку продукции энергоемкого потребителя, необходимо увеличивать его установленную мощность. В этом случае, после ликвидации аварии в системе можно, увеличивая загрузку завода, выработать недополученную в аварийные часы продукцию.

Одновременно на электростанциях системы следует установить компенсирующие мощности, которые, работая с большим числом часов в году, дадут энергоемкому потребителю электроэнергию недополученную в период аварии системы. Эта энергия определится из выражения

$$\mathcal{E}_{\text{ком}} = \sum \mathcal{E}_{\text{ав}} - \mathcal{E}_{\text{рез}} = \sum \mathcal{E}_{\text{изу}}. \quad (8)$$

В пределе когда $\mathcal{E}_{\text{рез}} = 0$, $\mathcal{E}_{\text{изу}} = \sum \mathcal{E}_{\text{ав}}$, где $\mathcal{E}_{\text{изу}}$ — выработка энергии неустановленных, из-за переноса резерва на потребителя, резервных мощностей.

Отсюда нетрудно определить величину компенсирующей мощности, которая будет равна

$$N = \frac{\mathcal{E}_{\text{ком}}}{T_{\text{ком}}}, \quad (9)$$

где $T_{\text{ком}}$ — число часов использования компенсирующей мощности в году; $T_{\text{ком}} = 7000$ часов.

Ежегодные издержки эксплуатации по компенсирующим мощностям выразятся так:

$$L_{\text{ком}} = N_{\text{рез}} P_{n(m)} T_{\text{ср}} \left(\frac{x_N}{7000} + S_x q \right) \quad (10)$$

или

$$L_{\text{ком}} = x_N K_{\text{ком}} + q S_x \sum \mathcal{E}_{\text{изу}}. \quad (10')$$

Здесь $N_{\text{рез}}$ — необходимая в системе резервная мощность;

$P_{n(m)}$ — вероятность аварийного выхода из строя мощности равной $N_{\text{рез}}$;

$T_{\text{ср}}$ — среднее число часов использования установленной мощности системы;

x_N — коэффициент полных издержек приведенных к капитальным вложениям $x_N = x'_N + \frac{1}{T_p}$;

x — удельные капиталовложения в компенсирующую мощность;

S_u — стоимость единицы условного топлива в рублях;

q — удельный расход условного топлива в кг усл. топ./квт.ч.

С другой стороны, если отказаться от перенесения функций аварийного резерва на потребителя, то для обеспечения нормального энергоснабжения в системе необходимо установить резервные агрегаты. Суммарная мощность резерва будет зависеть от показателя аварийности в системе, мощности системы, а также наличия свободных мощностей на электростанциях.

Вероятность выхода из строя рабочей мощности и аварийной недовыработки энергии можно определить с помощью существующего способа [11], в котором использован закон биномиального распределения вероятностей. Этот способ, как показали исследования, дает хорошие результаты как при малом, так и при большом числе испытаний. В последнем случае аналогичные результаты дают расчеты при использовании закона Пуассона, который при малых p (показатель аварийности) дает более точные значения. Поскольку наблюдается тенденция к снижению аварийности в системах, а следовательно к уменьшению величины p , то расчеты вероятностей аварийного выхода из строя рабочих мощностей выполнены здесь с помощью формулы Пуассона, записанной в следующем виде:

$$P_{ak}(m+1) = \frac{n_k p}{m_k + 1} \cdot P_{ak}(m), \quad (11)$$

$$\text{где } P_{ak}(m) = \frac{(n_k p)^m e^{-n_k p}}{m k!}.$$

Здесь m — число агрегатов в аварии;

n — число рабочих агрегатов;

e — основание натуральных логарифмов;

$k = 1, 2, 3$ — представляет номер группы, к которой относится агрегат данной мощности.

Методика расчета по формуле (11) аналогична таковой описанной в [11] и поэтому здесь не повторяется.

Очевидно, при возложении функций аварийного резерва системы целиком на электростанции, мощность аварийного резерва должна быть не меньше максимальной мощности, могущей оказаться в аварии. Это условие запишется так:

$$N_{рез} = N_{ав} - \sum n_k N_{ак}. \quad (12)$$

В этом случае количество выработанной резервными агрегатами электроэнергии в течение года составит:

$$\mathcal{E}_{рез} = \sum N_{ак} P_{ak}(m+1) T_{ср}. \quad (13)$$

где $T_{ср}$ — среднее число часов использования установленной мощности системы в году.

Для того, чтобы резервная мощность могла полноценно выполнять возложенные на нее функции в системе, ее следует устанавливать либо на гидростанциях обладающих значительными водохранилищами, либо на тепловых электростанциях, обеспечив последние соответствующим резервом топлива.

Суммарные издержки эксплуатации резерва системы складываются из издержек по установленным резервным агрегатам и издержек по топливу

$$U_{\text{рез}} = \alpha_{\text{вз}} \alpha_{\text{н}} N_{\text{рез}} + S_{\text{мг}} q N_{\text{рез}} P_{\text{эл}} (mk + 1) \cdot T_{\text{ср}}. \quad (14)$$

При составлении уравнения (14) было сделано следующее допущение. Запасенная в водохранилище вода рассматривалась как топливо, и выработанная из ней энергия оценивалась по стоимости энергии, заменяющей тепловой электростанции на угле, работающей в том же режиме, что и гидростанция при данном водохранилище.

Передача резервной мощности и энергии от места выработки до центра потребления их, при значительной протяженности линий электропередачи, может привести к значительным потерям их. Эти потери складываются из потерь активной и реактивной мощностей. Так как потери активной мощности в линиях передачи покрываются дополнительной выработкой генераторов системы, то необходимо увеличение генерирующих мощностей против потребного аварийного резерва системы.

В силу сказанного, здесь учитываются потери только активной мощности, величину которых нетрудно определить с помощью формулы

$$\Delta P = \frac{\Delta I^2_{\text{max}}}{u^2} R,$$

где P_{max} — наибольшая суммарная мощность передаваемая по л/п,

u — номинальное напряжение передачи в кВ,

R — активное сопротивление линии передачи в омах.

Таким образом, суммарные издержки эксплуатации линий электропередачи складываются из издержек эксплуатации собственно л/п и издержек по компенсации потерь энергии в них. Это условие можно записывать так:

$$U_{\text{л.п}} = U_{\text{эк}} + U_{\text{пот}}. \quad (15)$$

В конечном виде после подстановки значений $U_{\text{эк}}$ и $U_{\text{пот}}$ (15) можно представить так:

$$U_{\text{л.п}} = \frac{\alpha_{\text{л}} R^2 S N_{\text{рез}}}{u^2} (k_0 + bS) + \frac{3\alpha_{\text{вз}} \alpha_{\text{н}} N_{\text{рез}}}{SR}, \quad (16)$$

где S — сечение проводов линий электропередачи в мм^2 ;

q — удельное сопротивление материала проводов в $\text{ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

b — коэффициент, определяющий зависимость изменения расходов на сооружение 1 км линии от сечения проводов, $\text{рубл.}/\text{мм}^2 \cdot \text{км}$;

l — протяженность линии в км;

k_0 — расходы на сооружения 1 км линии, не зависящие от сечения проводов, рубл./км.

Таким образом суммарные издержки эксплуатации по аварийному резерву системы будут складываться не только из издержек по электростанциям и энергоемкому потребителю, но и из таковых по линиям электропередачи и по компенсации недопущенной потребителю энергии из-за аварии в системе:

$$U_z = U_{\text{ген}} + U_{\text{лп}} + U_{\text{пр}} + U_{\text{свн}}. \quad (16)$$

Руководящим принципом здесь является требование получения минимума издержек эксплуатации в системе при изменении резервной генерирующей мощности, т. е. $\frac{dU_z}{dN_{\text{рез}}} = 0$. Продифференцировав уравнение (16) по $N_{\text{рез}}$, преобразовав полученное после дифференцирования выражение и решив его относительно $P_{nk(mk+1)}$, окончательно получим:

$$P_{nk(mk+1)} = \frac{\frac{1}{3} d_0 T_0 (K_{\text{пс}} - 1) + \varepsilon \frac{R_n r_0}{3} (K_{nk} - 1) - d_{\text{лп}} x_{\text{лп}} - \frac{2RS}{n^2} (k_0 + dS) - \frac{2axsl}{3R}}{T_{\text{лп}} \left(\frac{2x_{\text{лп}}}{7000} + 2S_{\text{лп}} \right)} \quad (17)$$

Поскольку всегда можно найти величину вероятного аварийного простоя агрегатов в системе в зависимости от резервной мощности ($P_{nk(mk+1)} = f(N_{\text{рез}})$), то задача сводится к нахождению значения $P_{nk(mk+1)}$ из (17), которое и определит значение экономически оправданной резервной мощности системы. Из выражения (17) следует, что с увеличением обеспеченности энергоемкого потребителя энергией значение ($P_{nk(mk+1)}$) (при положительном значении правой части уравнения (17)) убывает, а следовательно повышается величина экономически оправданной резервной мощности.

При возрастании стоимости установленного 1 кВт-а резервной мощности и стоимости передачи ($P_{nk(mk+1)}$) возрастает, т. е. снижается величина экономически оправданной резервной мощности.

В качестве примера ниже приведен расчет величины аварийного резерва для трех энергетических систем, состоящих из 20, 30 и 40 агрегатов соответственно. При этом допущено, что входящие в систему агрегаты имеют две мощности 15 мвт и 50 мвт.

Расчет вероятности выхода из строя разной рабочей мощности произведен при одинаковом показателе аварийности ($P = 0,007$) [10] для всех агрегатов по формуле (11). Результаты этих расчетов сведены в таблицы 1—3, где кроме вероятностей выхода из строя различной мощности системы приведены значения аварийной мощности

Таблица

 $N_1 = 15$ мвт $n = 20$ $N_2 = 50$ мвт $n_1 = 12$ $n_2 = 8$

m	m_1	m_2	P_n (м)	$N_{ав}$ квт	$\Sigma_{ав}$ квтч	$T_{ав}$ час.
1	1	0	0,0730	15000	4930000	328
1	0	1	0,0486	50000	10900000	218
2	2	0	0,00307	30000	414000	137
2	0	2	0,00136	100000	612000	61,2
2	1	1	0,00108	65000	119500	1,84
3	3	0	0,000086	45000	17400	0,39
3	0	3	0,0000201	150000	17100	0,114
3	2	1	0,000114	80000	4100	0,51
3	1	2	0,000172	115000	8900	0,077

Таблица 2

 $N_1 = 15$ мвт $n = 30$ $N_2 = 50$ мвт $n_1 = 20$ $n_2 = 10$

m	m_1	m_2	P_n (м)	$N_{ав}$ квт	$\Sigma_{ав}$ квтч	$T_{ав}$ час.
1	1	0	0,114	15000	7695000	513
1	0	1	0,0566	50000	12735000	254,7
2	2	0	0,00799	30000	1070550	35,96
2	0	2	0,00198	100000	891000	8,91
2	1	1	0,00792	65000	2316600	35,64
3	3	0	0,000373	45000	75532,5	1,69
3	0	3	0,0000462	150000	37422	0,2079
3	2	1	0,000277	80000	99720	1,25
3	1	2	0,000559	115000	289292,5	2,52

Таблица 3

 $N_1 = 15$ мвт $n = 40$ $T_{ав} = 4500$ час. $N_2 = 50$ мвт $n_1 = 25$ $n_2 = 15$

m	m_1	m_2	P_n (м)	$N_{ав}$ квт	$\Sigma_{ав}$ квтч	$T_{ав}$ час.
1	1	0	0,139	15000	9382500	226
1	0	1	0,0835	50000	18747500	375,8
2	2	0	0,0121	30000	1633500	54,5
2	0	2	0,00438	100000	196200	19,6
2	1	1	0,0146	65000	4270500	65,7
2	3	0	0,00075	45000	142762,5	3,17
3	0	3	0,000153	150000	103275	0,689
3	2	1	0,000764	80000	142762,5	1,13
3	1	2	0,00127	115000	657225	5,72

аварийной недовыработки электроэнергии и продолжительности аварийного простоя.

Если в системе установить резервные агрегаты, то можно значительно снизить величину аварийной недовыработки. Однако каждый последующий резервный агрегат будет использовать меньшее число часов в году чем предыдущий, что видно из рис. 2, в котором даны вероятные частоты использования дополнительной, по сравнению с предыдущей, резервной мощности.

Определение экономически целесообразной величины аварийного резерва, в каждой из указанных выше систем, проводится с помощью выражения (17).

В качестве предприятий, на которые возможно возложение функций аварийного резерва в системе приняты производства карбида-кальция, ферросплавов и аммиака. При этом считается, что указанные предприятия будут ограничиваться в энергии в крайне редких случаях, когда резерв генерирующей мощности системы будет исчерпан.

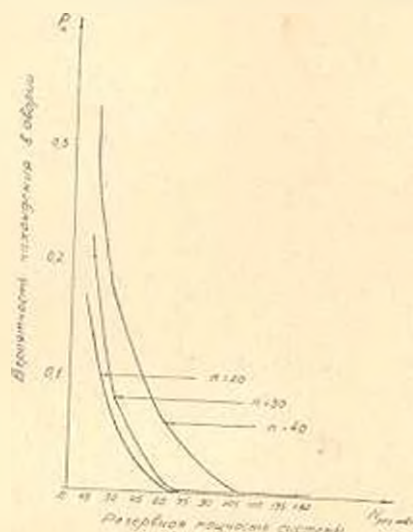


Рис. 2.

При определении величины аварийного резерва были приняты энерго-экономические показатели по энергоемким потребителям установленной мощности в системе и линиям передачи, приводимые ниже.

1. Себестоимость единицы продукции

- а) ферросплавы — 213 рубл./т.
- б) аммиак — 235.8 .
- в) карбид-кальция — 109.2 .

2. Удельные капиталовложения в энергоемкие предприятия

- а) ферросплавы — 2000 рубл./т
- б) аммиак — 4270 .
- в) карбид-кальция — 1460 .

3. Удельный расход электроэнергии на 1 тонн продукции

- а) ферросплавы — 5000 квтч./т
- б) аммиак — 14250 .
- в) карбид-кальция — 2966 .

Число часов использования установленной мощности энергоемких предприятий $T_n = 7200$ часов. Срок окупаемости последних при-

нят 12 лет $\alpha = \frac{1}{12} = 0,083$.

Удельные капиталовложения в 1 *квт* резервной мощности равны $\kappa_u = 1500$ рубл./*квт*. Напряжение передачи $u = 220$ *кв*. Провод принят марки АСУ — 300, а постоянная часть капиталовложения 1 *км* линии передачи $K = 27637$ рубл./*км*, $\alpha = 92$ рубл./*км* мм^2 , $\rho = 29,5 \frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$: протяженность л/л $l = 200$ *км*.

Удельные капиталовложения в компенсирующую мощность $\kappa = 2500$ рубл./*квт*. Стоимость 1 *кг* условного топлива в рублях $S_\tau = 0,07$ рубл., а удельный расход условного топлива на единицу энергии принят равным $q = 320$ *гр./квт.ч*.

По приведенным данным, с помощью формулы (17), были найдены величины $P_{\text{э}(1\text{мг}+1)}$ для различных значений h — числа часов работы энергоемких потребителей в году.

По данным расчета были построены U-образные кривые зависимости $P_{\text{э}(1\text{мг}+1)}$ от h . Для случаев использования в качестве резерва системы заводы по производству аммиака, ферросплавов и карбида-кальция (см. рис. 3).

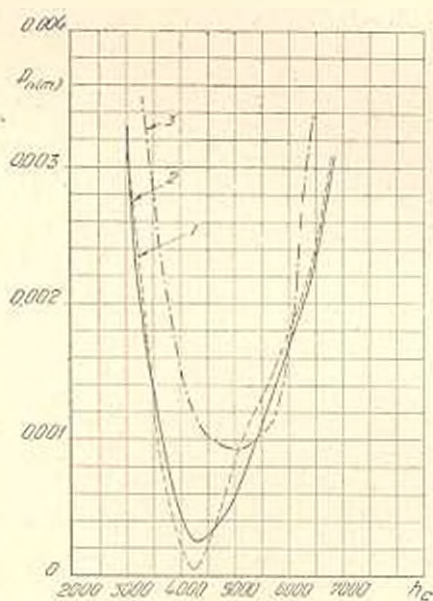


Рис. 3.

Как видно из рис. 3 предельные значения экономически оправдываемой резервной генерирующей мощности системы различны, при использовании в качестве резерва различные энергоемкие производства. Так, при использовании аммиачного завода в качестве резерва системы для него должна быть обеспечена наименьшая надежность энергоснабжения (минимум лежит близко к нулевому значению $P_{\text{э}(1\text{мг}+1)}$). И наоборот, для производства карбида-кальция, работающего в тех же условиях, надежность энергоснабжения может быть

самой низкой. По минимальным точкам $P_{nk(mk-1)}$ и рис. 2 можно определить величину экономически оправданной резервной мощности $N_{рез}$. С этой целью на рис. 2 отыскивается значение $P_{nk(mk-1)}$, равное или близкое по величине значению $P_{nk(mk-1)}$ для минимальной точки кривых рис. 3.

Величина резервной мощности должна соответствовать найденному на рис. 2 значению $P_{nk(mk+1)}$.

Промежуточные значения $P_{nk(mk+1)}$ также определяются по рис. 2 путем интерполяции. В заключении можно сказать, что предлагаемый способ энерго-экономической оценки аварийного резерва наиболее полно из существующих способов учитывает влияние различных факторов на величину резерва. В то же время рекомендуемые аналитические формулы достаточно просты для того, чтобы пользоваться ими в проектной практике.

Проведенные расчеты показали, что учет различной мощности агрегатов системы позволил снизить потребный резерв энергии примерно в два раза по сравнению с тем, что получается в системе состоящей из равновеликих агрегатов (1,8). В расчетах по обоим вариантам принимались одинаковая надежность электроснабжения потребителей.

Включение расчетных затрат (ежегодные издержки плюс тяжесть капремонтов) по линии передачи в формулу (17) приводит к увеличению резервной мощности системы по сравнению с вариантом, где эти затраты не учтены. В приведенном здесь примере резервная мощность увеличилась на 25 мвт, что увеличило расчетные затраты в резервную мощность на 6,8 млн. руб. Как уже было сказано выше, все расчеты проводились при сроке окупаемости 12 лет. Если же срок окупаемости принять 8 лет (по инструкции ГНТК СССР) то расчетные затраты повысятся на 23% по сравнению с таковыми при $t_p = 12$ лет.

Из сказанного ясно, что учет перечисленных факторов является необходимым с точки зрения экономического решения проблемы резервов в энергосистеме.

Институт энергетики и гидравлики
АН Армянской ССР

Поступило 12.VIII 1959

Ա. Բ. ՈՐԿՈՒՆԵԱՆ, Ս. Ա. ՄԵԼԻՔԻԱՆԸ,

ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ՍԻՍՏԵՄՆԵՐՈՒՄ ԴԻՎԱՐԱՅԻՆ ՌԵԶԵՐՎԻ
ԷՆԵՐԳԻՈ-ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԳԵՈԱՍՏՈՒՄԸ

Ա. Բ. ՈՐԿՈՒՆԵԱՆ

Էլեկտրակայանների նախագծման ժամանակ պետք է ի նկատի առնել ոչ մի հիմնական պայման, որն է՝ էլեկտրամատակարարման ապահովվածությունը պատկշին։ Այդ խնդրի լուծման հիմնական հանապազել հանդիսանում է վթարային սեղերի ստեղծման և վթարային սեղերի մեծածխան ճիշտ որո-

էջերը հոգաւածում առաջարկում է վթարային սեղերովի էներգիան տեսական գնահատման հղանակը, երբ վթարային սեղերովի բաշխումը կատարվում է էլեկտրակալանի և էլեկտրատար աղաւիչի միջև:

Վթարային սեղերովի գնահատումը որոշվում է սխառմի վթարային սեղերովի շահագործման դամարային ծախսերի միմիմումից, երբ վթարային սեղերովի շահագործող հզորութիւնը փոփոխական է:

Սխառմի դամարային ծախսերի մեջ մանում են ոչ միայն էլեկտրակալանի և էլեկտրատար աղաւիչի ծախսերը, այլ նաև էլեկտրահագործման գծերը և կոմպլեքսացված հզորութիւնի ծախսերը:

Հոգաւածում հաշիվ է տանում երկու կարևոր հանգամանք, առաջինը, որ սխառմում աղբիւղաները աւորեր հզորութիւնը են, և երկրորդը՝ դժի էլեկտրահագործման էներգիան տեսական պարամետրերը:

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Афонин Н. С. Убытки промышленности от электрических аварий. Электрические станции, № 7, 1934.
2. Афонин Н. С. Надежность электроснабжения промышленных предприятий, Госэнергоиздат, М.—Л., 1938.
3. Золотарев Т. Л. К экономическому расчету потребителей-регуляторов сезонной гидроэнергии. Известия ЭННН, т. III, 1935.
4. Крицкий С. Н. и Менкель М. Ф. Ущерб от ограничения мощности и энергопотребления как фактор, определяющий целесообразные размеры водохозяйственных установок. Проблемы регулирования речного стока. Изд. Академии наук СССР, вып. 4, 1950.
5. Кузель-Кравецкий С. А. Электроэнергетическая система, М.—Л., 1938.
6. Мостков М. А. Введение в системную гидроэнергетику. Изд. Академии наук ГрузССР, Тбилиси, 1934.
7. Осепян А. М. Использование сезонной гидроэнергии в производстве карбида-кальция. Доклады АН Армянской ССР, т. II, № 2, 1943.
8. Осепян А. М. Карбидные и ферросплавные печи, как потребители-регуляторы сезонной гидроэнергии. Электричество, № 8, 1949.
9. Осепян А. М. Основные вопросы экономики гидроэнергетики. Докторская диссертация, Ереван, 1954.
10. Саркисян С. Г. Вопросы установления аварийного резерва в гидроэнергетической системе. Кандидатская диссертация. Ереван, 1954.
11. Саркисян С. Г. К вопросу об определении аварийного резерва в энергетической системе. Известия Академии наук АрмССР, т. VII, № 6, 1954.
12. Сиваков Е. Р. Энергетические резервы и потребители энергии. Вопросы развития энергетических систем и построения электрических сетей. Изд. Ленинградского университета, 1957.
13. Сисоян Г. А. Электрическая печь, как потребитель-регулятор энергосистемы. Электричество, № 9, 1950.
14. Фельдман М. П. Исследование экономики потребления сезонной энергии. Известия ЭННН, т. III, 1935.
15. Ферман Р. А. Методы экономической оценки эксплуатационного резерва электрических систем. Электричество, № 20, 1932.
16. Чокин Ш. Ч. Расчетная обеспеченность работы гидроэлектростанции. Алаш-Ата 1958.